

2. Situación actual y escenarios para el 2050

Un paso previo para poder analizar la viabilidad de un sistema de generación con elevada contribución renovable en el 2050 consiste en disponer de escenarios de evolución hasta estas fechas de las variables relevantes. Por un lado la población y su demanda energética, y por otro lado las posibilidades de crecimiento de las distintas tecnologías y de las infraestructuras asociadas, condicionarán el contexto en el año horizonte del estudio planteado.

En la medida de lo posible se parte de escenarios para el 2050 ya desarrollados por otros organismos. En caso de no disponer de escenarios ya realizados se procederá introducir hipótesis sobre la situación actual para proyectar el escenario a 2050.

Un caso particular los constituyen los techos de potencia y generación de las distintas tecnologías renovables, que van a condicionar las posibilidades de satisfacer la demanda, así como el reparto espacial de la potencia instalada necesaria. Puesto que no existen techos de potencia y generación de las distintas tecnologías renovables en nuestro país coherentes con la disponibilidad del recurso y con los usos del suelo, en este punto pasamos a mencionar la información disponible, tanto del estado actual del sistema de generación, como de las proyecciones realizadas, a fin de poder servir de punto de comparación con los resultados que más adelante presentaremos de la valoración de los techos de potencia y generación desarrollados en el marco de este proyecto.

2.1. Población

La región de interés para el proyecto es la España peninsular. Los datos de población actual se han tomado de (INE (a), 2004). La población peninsular según las cifras oficiales de población del 2003 era de 39.731.441 habitantes. En el Gráfico 14 mostramos la densidad de población en el 2001 según (INE (b), 2004). [Ver Gráfico 14].

Gráfico 14 Densidad de población en 2001 (INE (b), 2004)

Año 2001

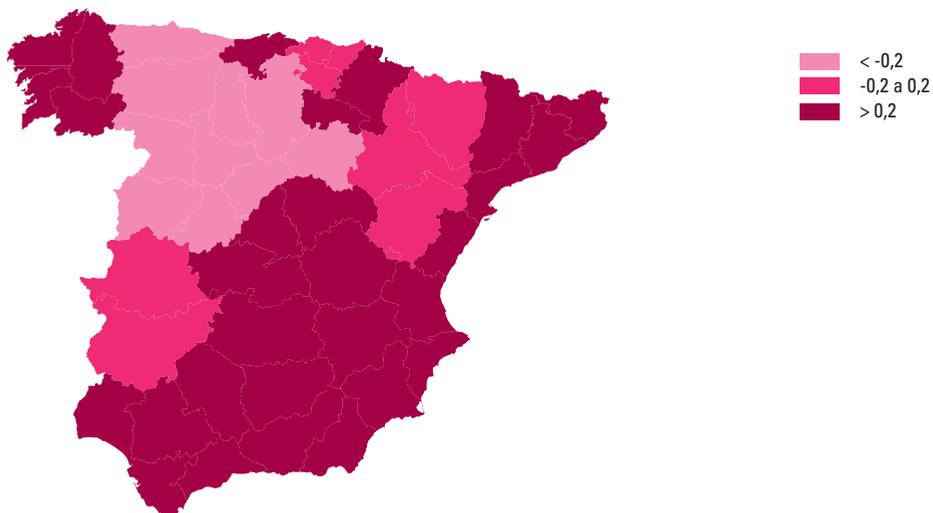


En el Gráfico 15 mostramos la tasa de crecimiento de la población por Comunidades Autónomas en el periodo 1981-2001, mientras que en el Gráfico 16 aparece dicha tasa de crecimiento por provincias, todo según (INE (b), 2004). Como vemos, las tasas de crecimiento son bajas e incluso negativas en bastantes provincias. La tendencia en los últimos 25 años ha sido de una reducción progresiva de las tasas de crecimiento anual en todas las Comunidades Autónomas. [Ver Gráficos 15, 16 y 17].

En la (INE (b), 2004) se presentan también escenarios de crecimiento de la población

Gráfico 15 Tasa de crecimiento de la población por Comunidades Autónomas en el periodo 1981-2001 (INE (b), 2004)

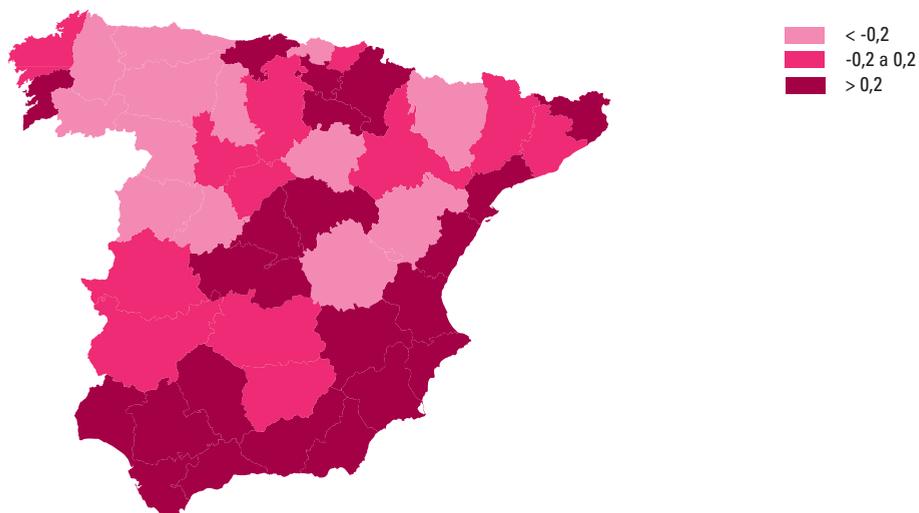
Mapa de evolución de la población, por Comunidades Autónomas, en el período 1981-2001.
Tasa de crecimiento medio anual



Fuente: INE

Gráfico 16 Tasa de crecimiento de la población por provincias en el periodo 1981-2001 (INE (b), 2004)

E-Periodo 1981 - 2001



Fuente: INE

42 para el 2050. Para acotar la incertidumbre asociada se proporciona tres escenarios que pueden observarse en el Gráfico 18. Como vemos, en todos los escenarios, para el año 2050 ya se ha alcanzado un decrecimiento de la población. El escenario que se considera más probable en la (INE (b), 2004) es el escenario 1, que para el 2050 prevé una población ligeramente inferior a la del año 2003.

Partiendo de la población española en 1990 (38,9 millones de personas), y teniendo en cuenta la población en el 2003 (42,717 millones de personas), los valores proporcionados por los distintos escenarios de la (INE (b), 2004) para el año 2050 son los siguientes:

- Escenario 1: 41,2 millones de personas.
- Escenario 2: 34,6 millones de personas.
- Escenario 3: 46,0 millones de personas.

Para este proyecto asumiremos que la población Española en el 2050 es la proporcionada

en el escenario 1 de la (INE (b), 2004). [Ver Gráfico 18].

Sin embargo, en (INE (b), 2004) no se proporciona información sobre la distribución espacial ente las distintas Comunidades Autónomas y provincias de la población en el año 2050. En el año 2003 la población peninsular era el 93,01% de la población total, pero como observamos en el Gráfico 19 las tendencias proyectadas de crecimiento en las distintas CCAA son considerablemente distintas, encontrándose la población no peninsular con un crecimiento porcentual superior al de la media de España en la actualidad. Sin embargo vamos a asumir, a falta de más datos, que en el 2050 esta tendencia se ha equilibrado de tal forma que se mantiene el porcentaje del 2003, por lo que tendríamos una población peninsular total de 38,32 millones de habitantes.

Población peninsular en el 2050: **38,32 millones de habitantes.**

Gráfico 17 Evolución de las tasas de crecimiento anual en diversas Comunidades Autónomas en el periodo 1975-2002 (INE (b), 2004)

Tasa de crecimiento anual 1975-2002 (por mil personas)

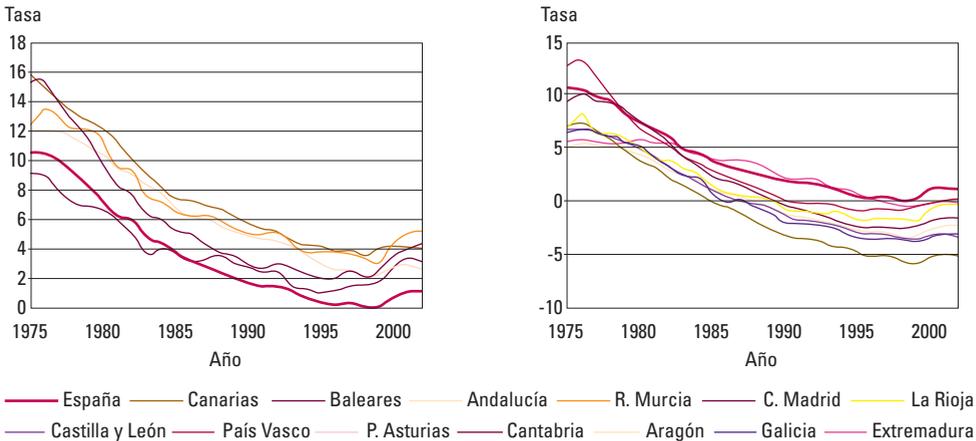
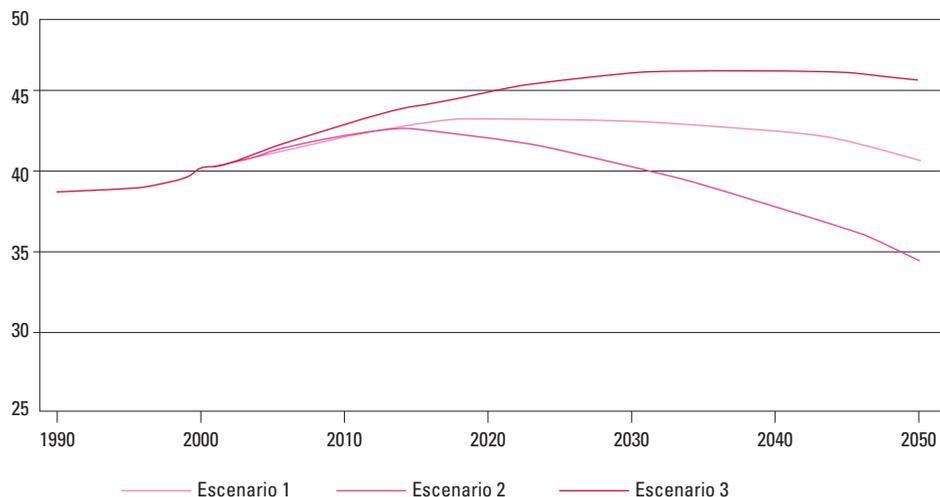


Gráfico 18 Escenarios de crecimiento de la población española hasta el 2050 (INE (b), 2004)

Evolución y proyección de la población de España según distintos escenarios

Millones de habitantes



En cuanto al reparto espacial de esta población, en (INE (b), 2004) sólo se dan proyecciones de crecimiento de población por provincias hasta el 2005, cuyos resultados mostramos en el Gráfico 20. [Ver Gráficos 19 y 20].

Gráfico 19 Crecimiento por Comunidades Autónomas hasta el 2005 (INE (b), 2004)

Evolución y proyección del cambio de porcentaje que representa cada Comunidad Autónoma en el conjunto de España

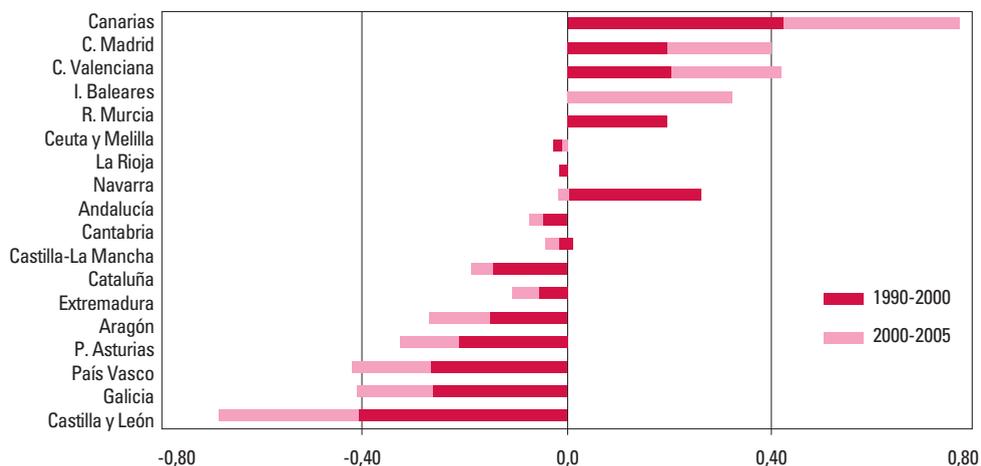
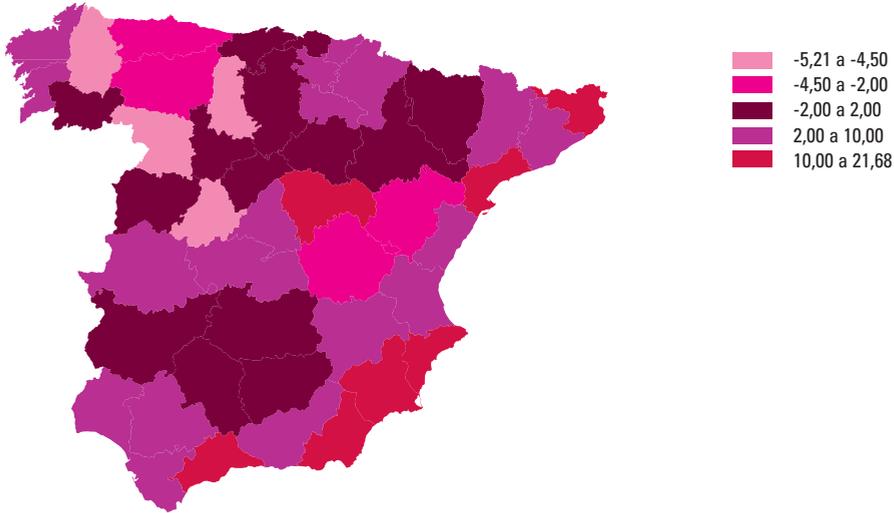


Gráfico 20 Crecimiento medio anual por provincias hasta el 2005 (INE (b), 2004)

Crecimiento medio anual por provincias (2000-2005 según proyecciones). Habitantes/100-año



Es necesario asumir una distribución espacial de la población peninsular en 2050. Por un lado está la tendencia actual a la migración hacia las zonas costeras y hacia el centro, que llevaría a una mayor desigualdad entre los porcentajes de población de estas regiones y el resto de la península de los existentes en el 2003. Pero por otro lado, se podría esperar en este periodo de tiempo tan prolongado una cierta redistribución de la población por todo el territorio al surgir por un lado mayores posibilidades de empleo descentralizado, y al buscar una mayor calidad de vida que la existente en las grandes urbes. Sin embargo, en ausencia de proyecciones específicas para este horizonte, vamos a asumir que la población está repartida espacialmente en el año 2050 con los mismos porcentajes que en el año 2003. En los Gráficos 21 y 22 mostramos la distribución porcentual por Comunidades

Autónomas y provincias de la población peninsular asumidas para el año 2050. [Ver Gráficos 21 y 22].

2.2. Demanda de energía**2.2.1. Demanda de energía eléctrica**

La evolución de la demanda eléctrica está ligada a la evolución de la población (en cantidad y en distribución por edades), del número de viviendas (debido a la modificación de la pirámide de población y cambios en los modos de vida se espera un incremento significativo de viviendas por número de habitante), de la economía del país, de la tecnología disponible, y de la saturación de los distintos conceptos de consumo eléctrico.

2.2.1.1. Previsiones nacionales

La demanda eléctrica actual e histórica en nuestro país está muy bien caracterizada, pero no se dispone de escenarios con horizontes

Gráfico 21 Distribución porcentual de población peninsular en el 2050 por Comunidades Autónomas. Fuente (INE (a), 2004), elaboración propia

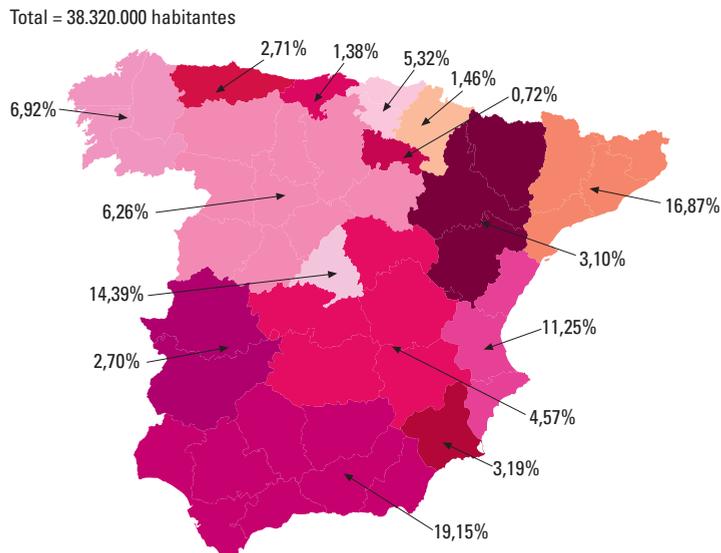
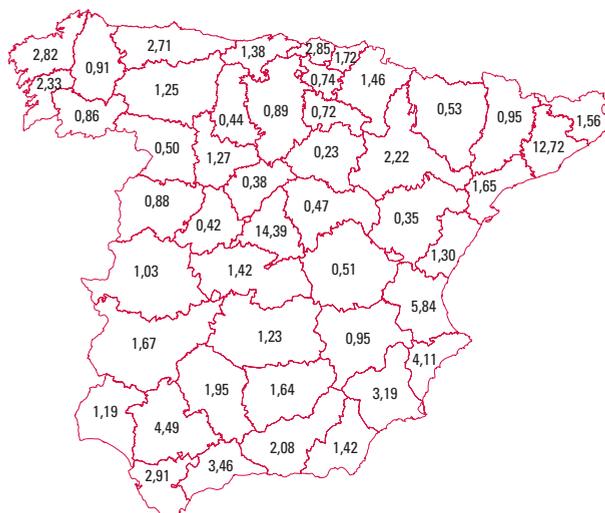


Gráfico 22 Distribución porcentual de población peninsular en el 2050 por provincias. Fuente (INE (a), 2004), elaboración propia

Total = 38.320.000 habitantes. Porcentaje habitantes por provincia en 2050.



Población Peninsular 2050 (fuente: España en cifras 2003-2004 INE; elaboración propia)

46 2050. El escenario oficial español más reciente de evolución de la demanda (MINECO, 2002) llega hasta el 2011.

Vamos a repasar la información histórica disponible con el fin de poder elaborar una hipótesis adecuada para el escenario de demanda eléctrica en el 2050. Puesto que sí que disponemos de un escenario de evolución de la población, haremos especial hincapié en la valoración de la demanda eléctrica per cápita.

En el siguiente gráfico, procesada a partir de la información disponible en Eurostat, mostramos la evolución histórica de la producción eléctrica en bornes de central, y de la demanda eléctrica en España, Alemania y el Reino Unido. Como podemos observar, el crecimiento en España ha sido, en la década pasada, considerablemente superior al de Alemania y Reino Unido, y en el año 2002 tiende a los valores que había en esos otros países 10 años antes. Por otro lado, el lento crecimiento de la demanda per cápita en Alemania y Reino Unido (especialmente en el primero) parece tender a estabilizarse entorno a los 17 kW.h/hab-día (algo inferior para el Reino Unido). *[Ver Gráfico 23].*

En (MINECO, 2002) se proporciona un escenario de evolución de la demanda eléctrica en España hasta el 2011. Este escenario considera la evolución esperada de la población así como su estructura. Para el 2011 se espera, debido a la inmigración, un importante incremento de la población en edad productiva. Este escenario prevé un mayor crecimiento de la demanda final de electricidad que el de la demanda final de energía total, basándose en un mayor crecimiento de la demanda del sector servicios, en el aumento del número

de hogares y de su equipamiento, y en el aumento esperado de la capacidad de sectores industriales con consumo eléctrico. Las tasas de crecimiento del consumo eléctrico consideradas son de 3,6% anual del 2000 al 2006 y del 3,92% anual del 2006 al 2011. En el Gráfico 24 mostramos la evolución pronosticada por esta referencia de la demanda eléctrica (b.c.) peninsular (escenario central), así como del consumo eléctrico final por habitante. Como vemos, esta referencia nos sitúa ya en 2011 con un consumo eléctrico per cápita de 18,21kW.h/hab-día, significativamente superior al consumo que parecía estabilizarse en Alemania según el gráfico anterior, y sin ninguna apariencia de tender a la estabilización. De hecho, de seguir con la tasa de crecimiento del 2010 al 2011 (2,9% anual) hasta el 2050, nos situaríamos con un consumo eléctrico per cápita del orden de 60kW.h/hab-día, a todas luces excesivo por saturarse mucho antes las aplicaciones de consumo eléctrico como muestran las evoluciones históricas en otros países de nuestro entorno con un mayor desarrollo industrial. De hecho, las estrategias de ahorro y eficiencia energética deberían tener el efecto de conducir la curva de demanda eléctrica per cápita hacia su saturación a una mayor velocidad que en el pasado. *[Ver Gráfico 24].*

En (EU, 2003) se presenta otro escenario de tendencias energéticas y de transporte en la Unión Europea (UE-15, UE-25 y UE-30). Estos escenarios desarrollados por la Universidad Nacional Técnica de Atenas bajo contrato de la UE han empleado diversas herramientas de modelado (PRIMES, ACE) para establecer un escenario base sobre el que poder juzgar la necesidad y evaluar el efecto de distintas medidas políticas para afrontar correctamente los retos medioambientales (cambio

Gráfico 23 Evolución histórica de la producción de electricidad en bornas de central y del consumo eléctrico per cápita (a partir de datos Eurostat) en España, Alemania y Reino Unido

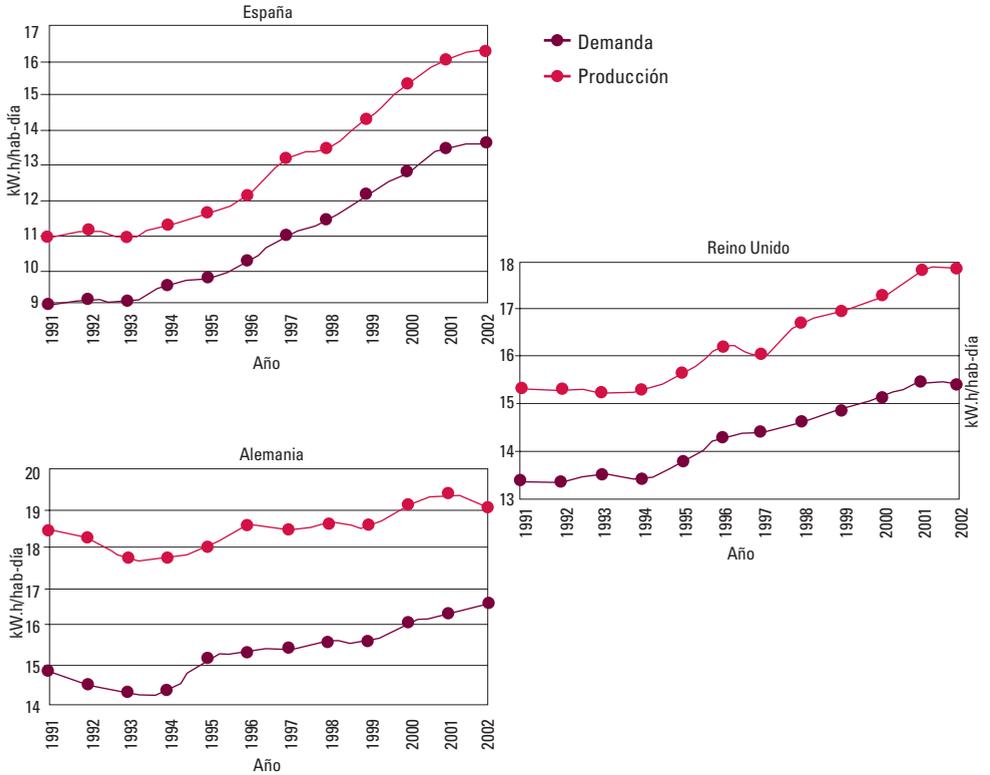
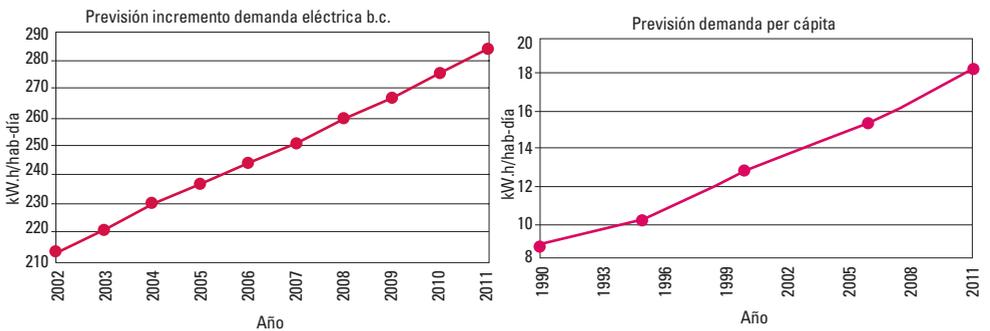


Gráfico 24 Evolución de la demanda eléctrica peninsular (b.c.) y del consumo eléctrico per cápita según (MINECO, 2002)



48 climático) y de dependencia energética del modelo de desarrollo a nivel UE desde el punto de vista del contexto mundial.

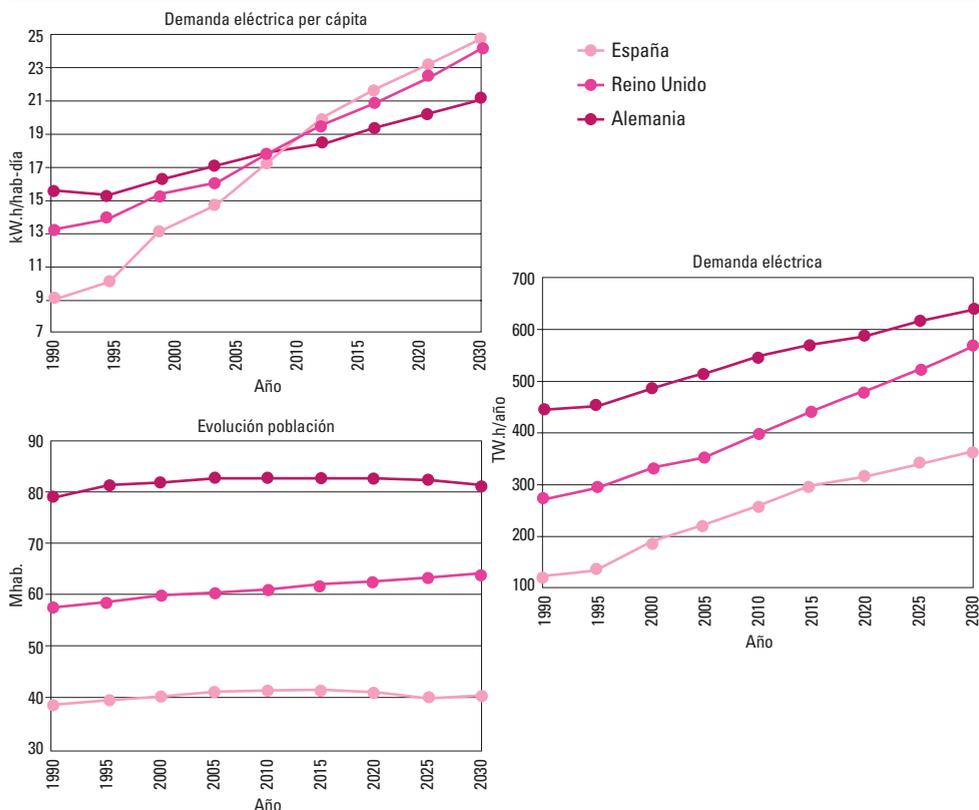
Este escenario está basado en hipótesis muy conservadoras, entre las que figura un elevado incremento de la demanda energética y una limitada penetración de las energías renovables. El escenario pretende reflejar el efecto de las medidas actualmente en vigor para afrontar la sostenibilidad de nuestro modelo de desarrollo, y una de sus claras conclusiones es la necesidad de introducir medidas políticas adicionales con el fin de afrontar claramente los retos del cambio climático y la seguridad de suministro energético. En el marco de este escenario, en la UE-15 las renovables alcanzan una contribución en el 2030 del 9% (frente al 6% del 2000), la energía solar sigue con una contribución marginal en el 2030, las renovables no consiguen alcanzar el objetivo del 22% de la electricidad en el 2010, la dependencia energética total asciende desde el 50% en el 2000 al 68% en el 2030, la dependencia del petróleo pasa del 75% en el 2000 al 90% en el 2030, la dependencia del gas natural pasa del 45% en el 2000 al 80% en el 2030, y la del carbón del 50% en el 2000 al 80% en el 2030, y las emisiones de CO₂ exceden las de 1990 en un 4% para el 2010 y en un 19% para el 2030. Es decir, el escenario a 2030 de (EU, 2003) es un escenario que reproduce los efectos de la situación actual, pero del que deberíamos apartarnos si realmente queremos encauzar nuestro modelo de desarrollo hacia la sostenibilidad. En este sentido, las previsiones de este escenario, cuya fecha (2030) coincide además con el pico de población española según (INE (b), 2004), actúan como cotas

superiores del escenario energético que nosotros necesitamos para el 2050.

En el Gráfico 25 presentamos el escenario hasta 2030 previsto por (EU, 2003) para España y los dos países del entorno europeo antes comentados (Alemania y Reino Unido), tanto en evolución de la población, como en demanda eléctrica total, como en demanda eléctrica per cápita. Como podemos ver, en este escenario conservador la demanda eléctrica en Alemania para el 2030 es la menor, y del orden de 21,1 kW.h/hab-día considerablemente superior al valor de estabilización que intuíamos de la evolución histórica. En España, la demanda eléctrica per cápita en el 2030 pasa a ser la superior de los tres países con 24,6 kW.h/hab-día. En ninguno de los tres países se muestra una clara tendencia a la estabilización de la demanda eléctrica per cápita dentro del marco de este escenario. Sin embargo, debemos recordar que este escenario base es muy conservador, y tal y como se apunta en la (EU, 2003) una de las conclusiones fundamentales del mismo es la imperiosa necesidad de introducir medidas políticas adicionales para reconducir el escenario hacia la sostenibilidad. Por tanto, frente a la evidencia de hacia dónde se va sin medidas adicionales, es de esperar que se adopten dichas medidas para modificar el escenario hacia menores demandas energéticas. *[Ver Gráfico 25].*

En (Eurelectric, 2003) se presentan otros escenarios de demanda eléctrica para el 2020. En el Gráfico 26 mostramos la evolución histórica y escenarios de esta referencia para España, Reino Unido y Dinamarca (Alemania no tiene datos disponibles). Como vemos, en estos escenarios la demanda tampoco parece estabilizarse en el 2020, y una

Gráfico 25 Escenario de evolución de la población y la demanda eléctrica hasta el 2030 en España, Alemania y Reino Unido según (EU, 2003)



vez más, en España es superior, alcanzando valores de 23,5 kW.h/hab-día mientras en Dinamarca y Reino Unido se alcanzan valores de 19,9 kW.h/hab-día y 21,8 kW.h/hab-día respectivamente. [Ver Gráfico 26].

En (IEA, 2003) se presentan resultados de diversos escenarios. Entre ellos, los únicos con previsión de la demanda eléctrica son los escenarios del IPCC (IPCC-WGIII, 2000), pero están agregados a nivel mundial. En el Gráfico 27 mostramos los resultados de dos de los escenarios del IPCC. Como vemos, la demanda eléctrica per

cápita a nivel mundial en el 2050 está entre 24,1 kW.h/hab-día y 27,2 kW.h/hab-día. [Ver Gráfico 27].

A la luz de todo lo anterior, la demanda eléctrica peninsular per cápita en el año 2050 puede encontrarse en el abanico de 20-30 kW.h/hab-día. En estas condiciones de incertidumbre lo más apropiado sería desarrollar un análisis de sensibilidad en función de la demanda eléctrica per cápita. Sin embargo, esto escapa al alcance de este proyecto, por lo que vamos a desarrollar el estudio para un único valor de la demanda.

Gráfico 26 Escenarios de demanda eléctrica según (Eurelectric, 2003)

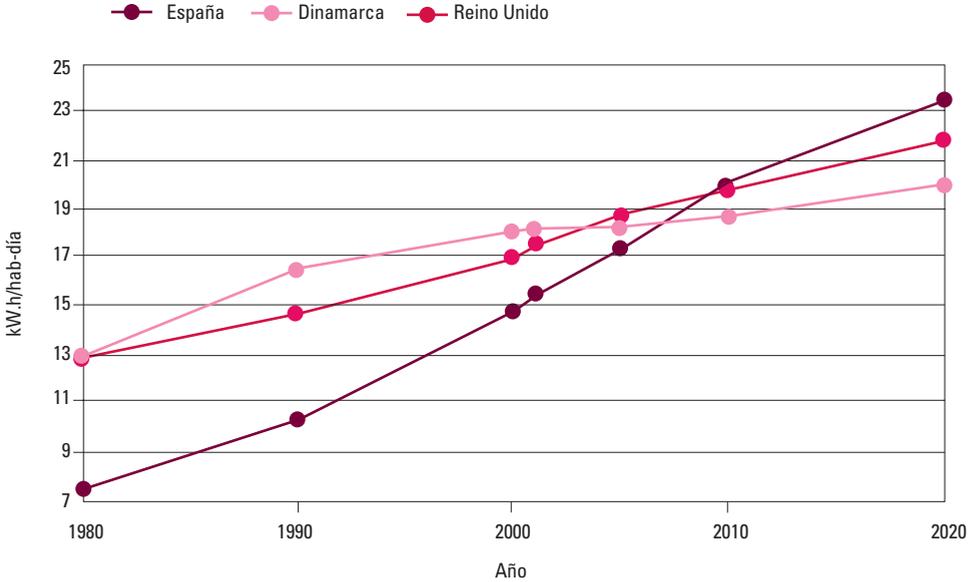


Gráfico 27 Escenarios de demanda eléctrica a nivel mundial (IPPC, 2000)



Por otro lado, en el planteamiento del proyecto se incorpora de forma aproximada el uso de energías renovables en origen (a excepción de la fotovoltaica en tejados solares) descontando de la demanda real de electricidad aquella satisfecha mediante energías renovables en origen. En concreto, las reducciones a incorporar son las siguientes:

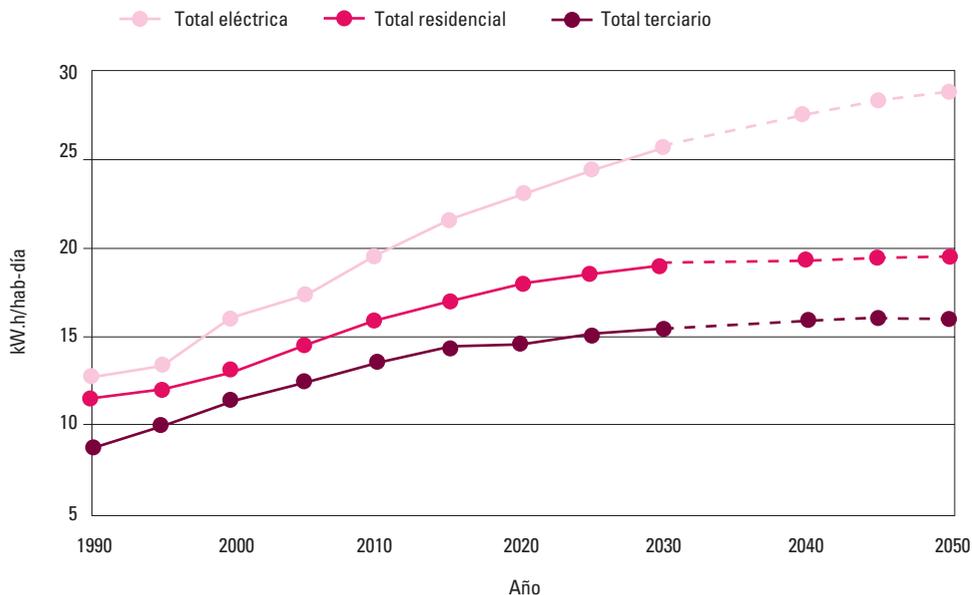
- 80% de cobertura de la demanda de ACS eléctrica con energía solar térmica de baja temperatura y calderas domésticas de biomasa.
- 80% de cobertura de la demanda de calefacción eléctrica con el uso de arquitectura bioclimática, energía solar térmica de baja temperatura, calderas domésticas de biomasa y mejora aislamiento edificios.
- 60% de la cobertura de la demanda de refrigeración eléctrica mediante energía

solar térmica de baja temperatura con máquinas de absorción, y mediante estrategias bioclimáticas.

Estos aportes renovables se realizan sobre la demanda de los sectores residencial y terciario. En el Gráfico 28 mostramos los escenarios de demanda eléctrica total, demanda residencial total y demanda terciario total para el 2030 (UE, 2003), extrapolándolos para el año 2050, con lo que las demandas per cápita son de 28,40 kW.h/hab-día para eléctrica total, 17,14 kW.h/hab-día para residencial total y 12,98 kW.h/hab-día para terciario total. [Ver Gráfico 28].

El reparto de consumos de los sectores doméstico y terciario en 2000 (MINECO, 2003) es el que se puede apreciar en el Gráfico 29. Los valores para el sector doméstico

Gráfico 28 Escenario de evolución de demandas eléctrica total, residencial total y terciario total hasta el 2030 (EU, 2003), extrapolado hasta el 2050



52 son sólo para el equipamiento fijo, mientras que los del sector terciario incluyen todo el equipamiento. [Ver Gráfico 29].

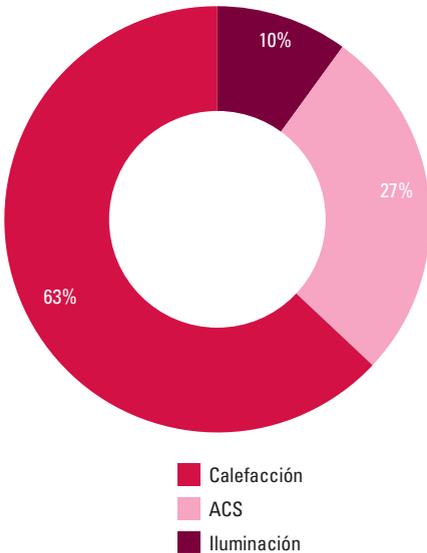
Es de destacar que en el sector doméstico no figura contribución alguna de la refrigeración, que posteriormente en el documento sectorial de equipamiento residencial y ofimática cuantifica como un 0,8% en el año 2000, un 1,9% en el 2006 y un 2,3% en el año 2012, siendo estos porcentajes sobre el equipamiento (electrodomésticos, cocina, ofimática y aire acondicionado), por lo que si añadimos las instalaciones fijas (calefacción, ACS e iluminación) los porcentajes son todavía mucho más bajos. Esta escasa previsión de demanda energética para refrigeración contrasta con la creciente internalización de la demanda de confort en la temporada de refrigeración, y a nuestro parecer

no se ajusta correctamente a la situación en el año 2050. Por este motivo, en el Gráfico 30 mostramos un escenario para el reparto de consumo energético en equipamiento fijo doméstico en el año 2050, en el que la demanda de refrigeración se ha considerado como un equipamiento fijo al mismo nivel que la calefacción y ACS. [Ver Gráfico 30].

Respecto al sector terciario, asumiendo como correctos los porcentajes de reparto de (MINECO, 2003) para el año 2000, si bien es de esperar que la demanda energética para refrigeración también crezca en su peso relativo, la reducción del 80% en la parte eléctrica de calefacción y ACS significa unos 0,94 kW.h/hab-día, mientras que la reducción del 60% en refrigeración significa 2,29 kW.h/hab-día. En el sector doméstico, y asumiendo el reparto porcentual de

Gráfico 29 Reparto de consumos en sectores doméstico y terciario según (MINECO, 2003) para el año 2000

Consumo sector doméstico en 2000 (E4)



Consumo sector terciario en 2000 (E4)

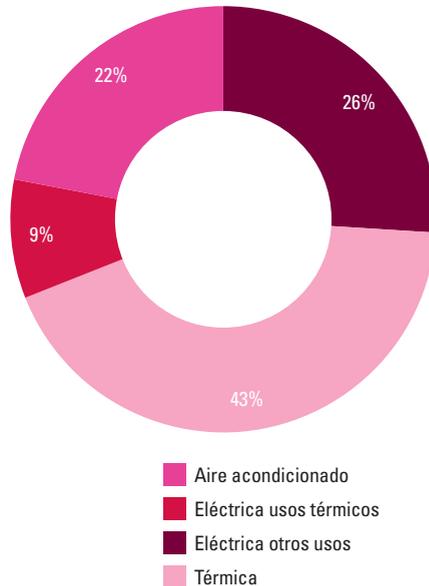
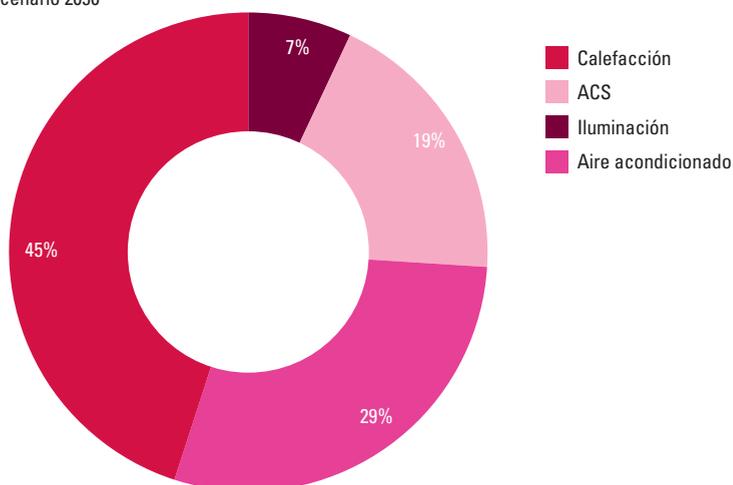


Gráfico 30 Escenario de reparto de consumo energético en el sector doméstico (equipamiento fijo) para el año 2050

Consumo doméstico: escenario 2050



consumos asumido para el 2050, junto al reparto de fuentes energéticas para calefacción y ACS indicada en (MINECO, 2003), que viene a ser un 25% eléctrico frente a un 75% con combustibles fósiles, la reducción del 80% en la parte eléctrica de demanda de calefacción y ACS conduce a una reducción de 2,19 kW.h/hab-día, mientras que la reducción del 60% en el aire acondicionado significa 2,98 kW.h/hab-día.

Por tanto, de los 28,4 kW.h/hab-día de consumo eléctrico per cápita para el año 2050 según la proyección de este escenario (bastante conservador), la demanda eléctrica efectiva una vez descontadas las reducciones en origen anteriormente comentadas sería de 20 kW.h/hab-día. Debemos resaltar que el carácter conservador del escenario de demanda eléctrica para el 2050, y el potencial de otras actuaciones de ahorro, eficiencia y gestión de la demanda, pueden conducir a una demanda eléctrica efectiva

en el 2050 significativamente inferior a la considerada.

Adoptaremos para el desarrollo del proyecto un valor del consumo eléctrico medio peninsular per cápita efectivo (descontadas las contribuciones renovables en origen) en el año 2050 de **20 kW.h/hab-día**, que junto a la población peninsular prevista para este año (38,32 Mhab), nos conducen a una demanda eléctrica peninsular en el 2050 de **280 TW.h/año**.

2.2.1.2. Distribución geográfica

Otra cuestión relevante es la distribución espacial de este consumo eléctrico en la geografía nacional. En el Gráfico 31 mostramos la demanda eléctrica (b.c.) per cápita en las distintas Comunidades Autónomas en el año 2003, elaborado a partir de los datos de (REE, 2004) y (INE, 2004). Como vemos, la media peninsular de 15,46 kW.h/hab-día se reparte de forma poco uniforme entre las

54 distintas Comunidades Autónomas, según el reparto de población y de los puntos de consumo eléctrico no domésticos en las distintas Comunidades Autónomas. [Ver Gráfico 31].

Dada la falta de escenarios de cómo se van a modificar el reparto de la población y demanda eléctrica per cápita entre las distintas CCAA, asumiremos que tanto el reparto porcentual de la población por CCAA como el ratio entre la demanda eléctrica per cápita de cada Comunidad y la media nacional son las mismas² en el 2050 que en el 2003. En el Gráfico 32 mostramos el reparto porcentual de la demanda eléctrica peninsular en el 2050 por CCAA. [Ver Gráfico 32].

A nivel provincial todavía tenemos más incertidumbre por la falta de datos. Vamos a asumir que todas las provincias de una Comunidad mantienen la misma demanda eléctrica per cápita, con lo que el reparto de

la demanda peninsular para el 2050 entre las distintas provincias queda como se indica en el Gráfico 33. [Ver Gráfico 33].

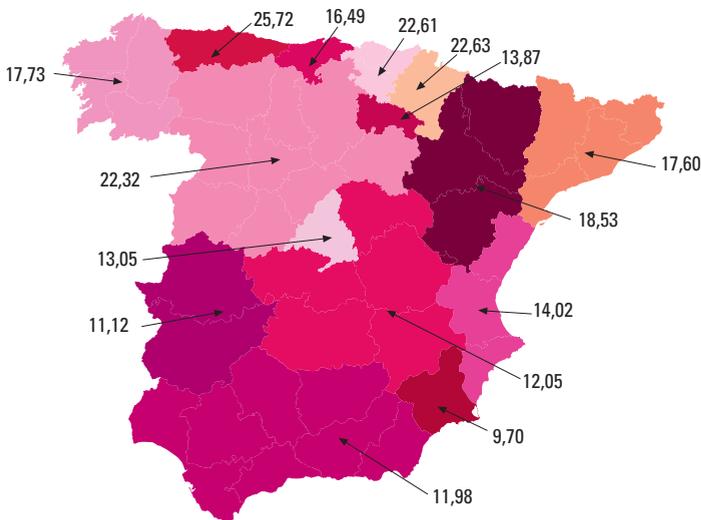
2.2.1.3. Modulación temporal

En el Gráfico 34 mostramos la evolución de la modulación mensual de la demanda eléctrica peninsular (CNE, 2004). [Ver Gráfico 34].

A falta de escenarios específicos, para la evolución horaria de la demanda eléctrica peninsular en el marco de este proyecto asumiremos para el año 2050 la misma modulación que la observada en el año 2003 que presentamos en el Gráfico 35.

Debemos resaltar aquí que la modulación horaria de la demanda eléctrica en el 2050 puede apartarse significativamente de la experimentada en el 2003. Por un lado la reducción en origen de la demanda eléctrica que hemos considerado por diversos

Gráfico 31 Reparto por Comunidades Autónomas de la demanda eléctrica peninsular per cápita en el año 2003. Datos de (REE, 2004) y (INE, 2004)



² Esta hipótesis es la única compatible con la premisa del estudio de emplear escenarios disponibles elaborados por organismos reconocidos, pero evidentemente se pueden estar introduciendo errores significativos que recomendarían el desarrollo de escenarios específicos para afinar en los resultados obtenidos. Así, por ejemplo, en las regiones con mayor necesidad de refrigeración es de esperar un mayor crecimiento de la demanda eléctrica a medida que se va incorporando la demanda de confort en temporada de verano. Es de notar cómo en las referencias oficiales (MINECO,2004) no aparecen escenarios desagregados geográficamente.

Gráfico 32 Reparto porcentual por Comunidades Autónomas de la demanda eléctrica peninsular en el año 2050

Total peninsular = 280 TW.h/año

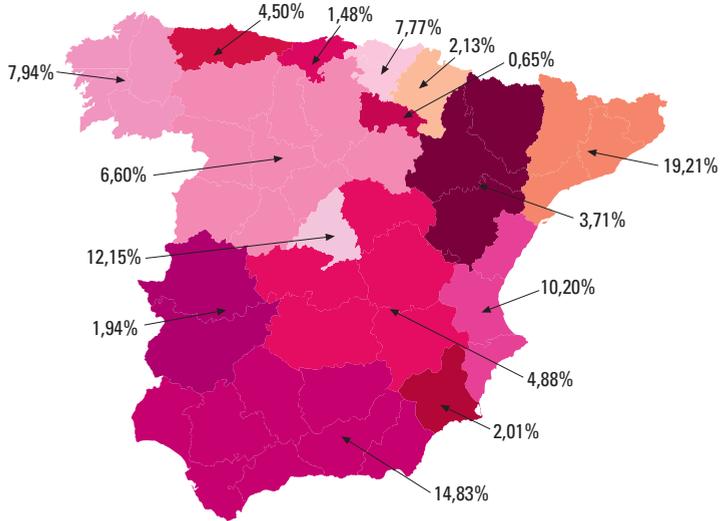


Gráfico 33 Reparto porcentual por provincias de la demanda eléctrica peninsular en el año 2050

Total peninsular = 280 TW.h/año. Porcentaje demanda por provincia en 2050

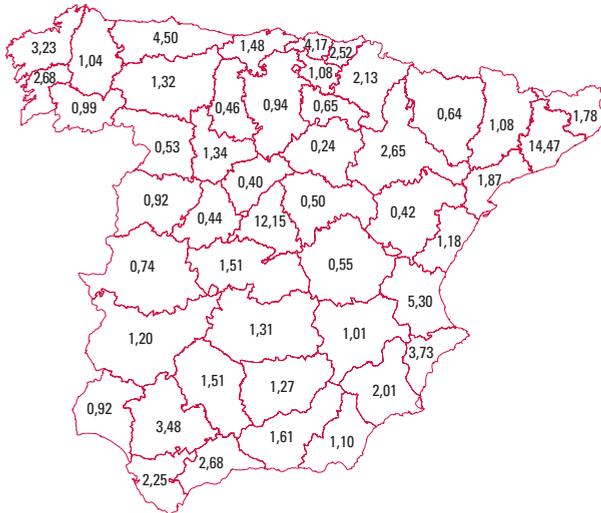
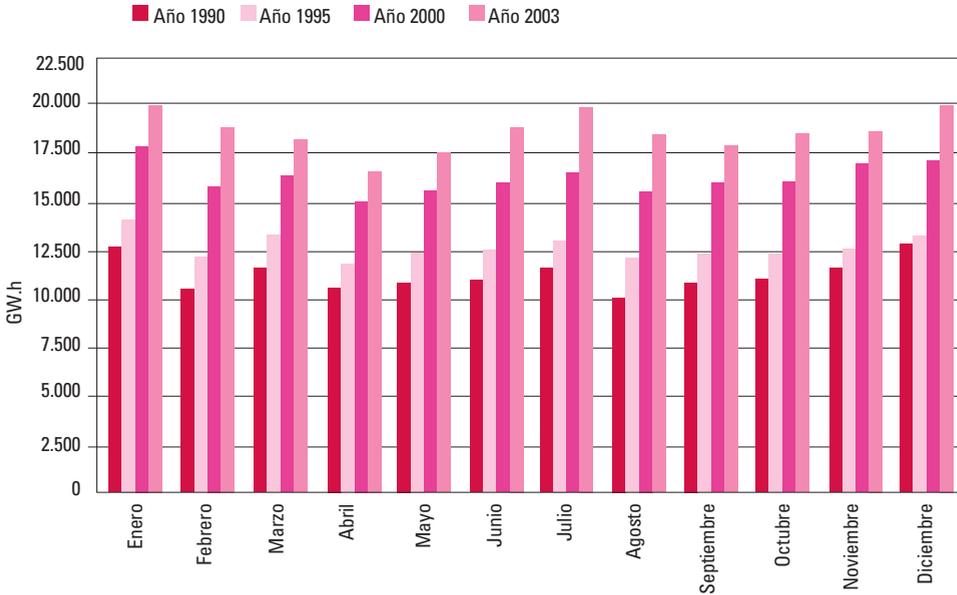


Gráfico 34 Evolución de la modulación mensual de la demanda eléctrica peninsular (CNE, 2004)

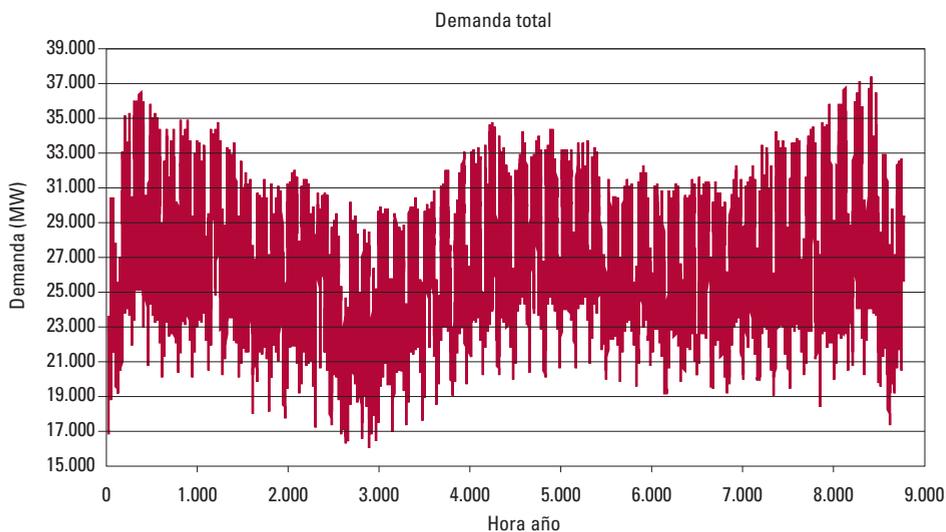
conceptos (solar térmica de baja temperatura, calderas de biomasa, arquitectura bioclimática, mejora aislamiento térmico edificios, sistemas de refrigeración por absorción solar), presenta su propia modulación horaria. Por otro lado, las estrategias de gestión de la demanda en un sistema de generación eléctrica con elevada penetración renovable pueden diferir muy significativamente de las asociadas al sistema de generación eléctrica actual (que por otro lado no han adquirido una excesiva implementación), afectando a la modulación horaria de la demanda energética. Por tanto, la modulación horaria de la demanda energética para el año objetivo (2050) y con un sistema de generación eléctrica basado en tecnologías renovables, debería evaluarse mediante simulación horaria de los distintos conceptos que componen dicha demanda y mediante la implementación de

las estrategias de gestión de la demanda apropiadas. Esta simulación excede al alcance de este proyecto, quedando identificada como un paso posterior para afinar los resultados obtenidos. Por ello, emplearemos para el desarrollo del proyecto la modulación horaria del 2003, que en principio es de esperar que nos conduzca a resultados mucho más conservadores en cuanto a penetración de tecnologías renovables (o a sobre-dimensionado requerido en el parque generador) que la modulación horaria para el 2050 adaptada al sistema de generación considerado. [Ver Gráfico 35].

2.2.2. Demanda de energía total

Por las características del sector eléctrico cabe esperar que en él la introducción de las tecnologías renovables sea más rápida que en otros sectores, lo cual, a su vez, actuará de incentivo para un crecimiento más acelerado de las renovables en otros sectores.

Gráfico 35 Evolución horaria de la demanda eléctrica peninsular en el año 2003 (datos REE). Asumiremos la misma modulación temporal para el año 2050



El alcance de este proyecto está limitado a evaluar las posibilidades de las tecnologías renovables para cubrir la demanda de energía eléctrica en el 2050. Sin embargo, resulta evidente que para superar los desafíos ambientales que tenemos planteados será preciso que para esas fechas el uso de las energías renovables se haya extendido a la cobertura del conjunto de la demanda energética, y no solo de la eléctrica.

Por todo ello, nos ha parecido interesante evaluar los techos de generación eléctrica renovable tanto desde la perspectiva del escenario de demanda eléctrica para el 2050 como desde el punto de vista de la demanda de energía total. Puesto que en este proyecto nos hemos centrado en las tecnologías renovables para generación eléctrica, la comparación directa con la demanda de energía total es desfavorable para las tecnologías renovables, puesto que para satisfacer ciertas

demandas energéticas no es preciso incurrir en las pérdidas de transformación del recurso renovable a electricidad que aparecen reflejadas en las tecnologías renovables consideradas. Esto es especialmente cierto para aquellas tecnologías que requieran una conversión de energía térmica en eléctrica (solar termoelectrónica, geotérmica, etc). Es más, la forma eficiente de uso de los recursos renovables para satisfacer ciertas formas de energía final requiere el uso de tecnologías renovables que no hemos considerado en este proyecto.

Sin embargo, a pesar de ello nos parece interesante la comparación cuantitativa de la capacidad de generación eléctrica renovable con la demanda de energía total, reflejando un escenario energético en el cual prácticamente todos los usos finales de la energía se satisfagan vía energía eléctrica, lo cual presentaría también importantes ventajas para la regulación del sistema

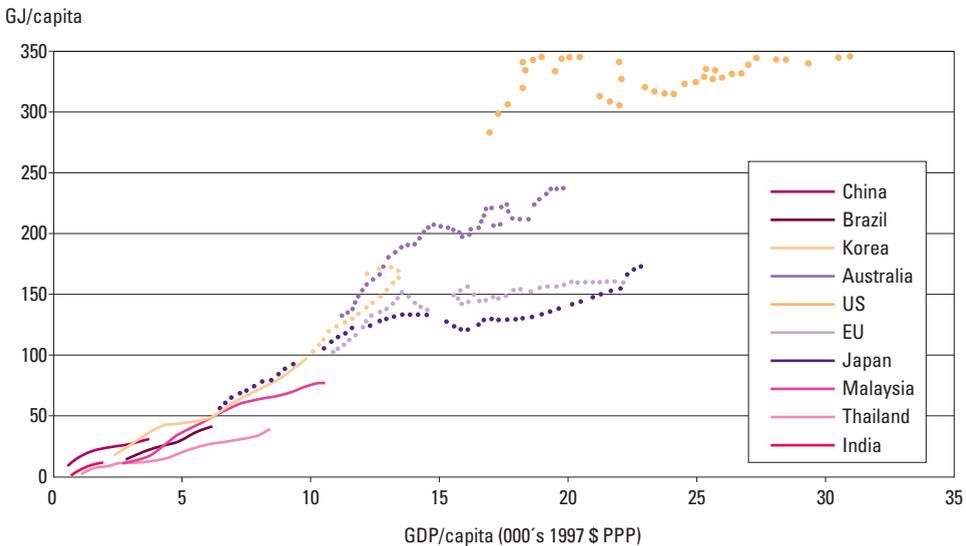
58 eléctrico. Otro escenario que podría respaldar esta comparativa directa, sería uno en el cual se empleara un vector energético intermedio, tal que el hidrógeno, para satisfacer la demanda energética total vía generación eléctrica para producir hidrógeno. En este caso, añadiendo una valoración del rendimiento total de conversión de la electricidad en la forma de energía final vía producción, almacenamiento y transporte intermedio del hidrógeno, nos permitiría realizar una valoración directa de las posibilidades de satisfacer la demanda total con recursos renovables.

Por todo lo anteriormente expuesto estamos interesados en disponer también de un escenario de demanda de energía total para el año 2050. Afortunadamente, la mayoría de escenarios energéticos para este periodo están realizados en términos de energía total, si bien para España tampoco hemos localizado ninguno que llegue al año objetivo de nuestro estudio.

La mayoría de escenarios disponibles para estas fechas son escenarios a nivel mundial. Si bien sería deseable que para mediados de este siglo ya hubiéramos evolucionado hacia la sostenibilidad social a nivel global, las tendencias actuales y la historia reciente hacen que esta hipótesis no parezca realista, por lo que no podamos asumir un reparto uniforme de la demanda energética per cápita para el 2050. En el Gráfico 36 mostramos la relación entre el consumo de energía per cápita y el producto interior bruto per cápita que se ha impuesto hasta la actualidad. Según las tendencias mostradas en este gráfico parece que en la UE el consumo per cápita podría estabilizarse entorno a 133 kW.h/hab-día, mientras que en EE.UU. está estabilizado entorno a 266 kW.h/hab-día. [Ver Gráfico 36].

En (Shell International, 2001) se presentan dos escenarios de demanda de energía primaria para 2050, basados en criterios de sostenibilidad, que conducen a una estabilización

Gráfico 36 Relación consumo de energía y producto interior bruto per cápita (Shell International, 2001)



de las emisiones de CO₂ por debajo de 550 ppm. En el Gráfico 37 mostramos los resultados de la demanda de energía primaria per cápita según estos dos escenarios, que conducen a valores de 72-103 kW.h/hab-día. La considerable diferencia entre los resultados de estos dos escenarios, ambos enfocados por consideraciones de sostenibilidad, constituye una clara indicación de la elevada incertidumbre asociada a la demanda de energía total para el 2050, ocasionada principalmente por los importantes cambios que puede experimentar nuestra sociedad en este período. [Ver Gráfico 37].

En (WEC, 2003) se muestran tres escenarios a nivel mundial para el 2050. En todos ellos se baraja una población de 10.100 Mhab. En la Tabla 21 mostramos las demandas de energía primaria y final per cápita procesadas a partir de estos escenarios. [Ver Tabla 21].

En (IEA, 2003) se muestran otros escenarios del IPCC para el 2050. En estos escenarios, la población mundial pasa a ser de 8.704 Mhab, y los consumos per cápita en el 2050 pasan a ser significativamente superiores a los de la referencia anterior: 106-122 kW.h/hab-día para la demanda de

Gráfico 37 Dos escenarios de demanda de energía primaria a nivel mundial, con criterios de sostenibilidad y permitiendo evolucionar hacia una estabilización de las emisiones de CO₂ por debajo de 550 ppm (Shell International, 2001)

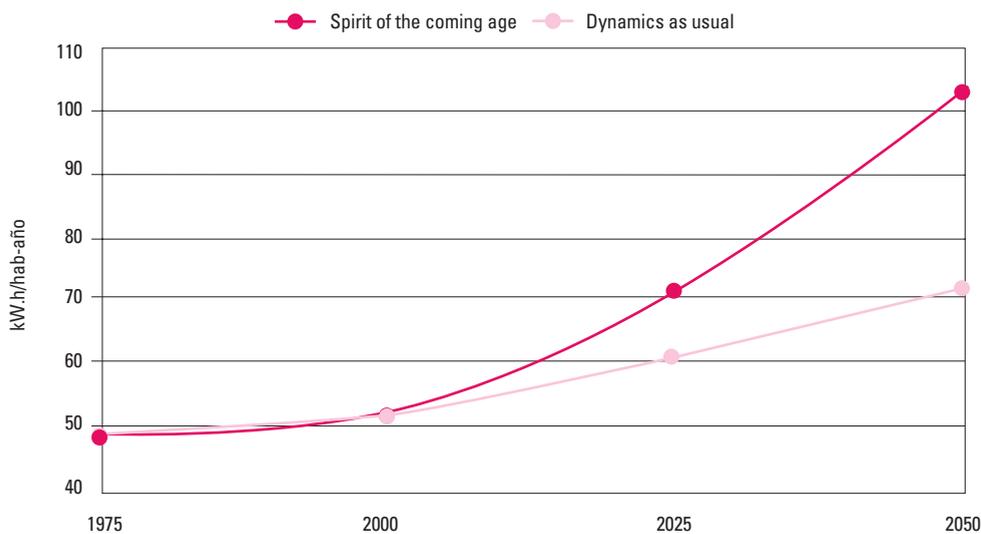


Tabla 21 Demandas de energía primaria y final per cápita procesadas a partir de los escenarios (WEC, 2003)

	Escenario-A	Escenario-B	Escenario-C
Energía Primaria (kW.h/hab-día)	78,87	63,10	44,17
Energía final (kW.h/hab-día)	53,63	44,17	31,55

60 energía primaria y 78-88 kW.h/hab-día para la demanda de energía final. En el Gráfico 38 mostramos la evolución de estas demandas según estos dos escenarios. [Ver Gráfico 38].

En (EC, enero 2003) se presentan escenarios de los diversos países de la UE hasta el 2030. El escenario para España nos conduce a una demanda de energía primaria y final en el 2030 de 141 kW.h/hab-día y 99 kW.h/hab-día respectivamente. Por constituir esta la referencia más específica a nuestro país, es la que vamos a adoptar mediante una extrapolación de las tendencias indicadas. En el Gráfico 39 mostramos la evolución de las demandas per cápita de energía primaria y final que este escenario elabora hasta 2030. En trazo discontinuo mostramos una extrapolación de las mismas hasta el 2050 siguiendo las tendencias indicadas, lo cual nos conduce a unas demandas de energía primaria y final para el 2050 de 161 kW.h/hab-día y 109 kW.h/hab-día respectivamente. [Ver Gráfico 39].

Desde el punto de vista de los objetivos que perseguimos, la comparación de la capacidad

de generación eléctrica con tecnologías renovables con la demanda energética, el parámetro relevante es la demanda de energía final, pues al satisfacer con electricidad de origen renovable dicha demanda energética ya se obvia la ineficiencia energética asociada a la conversión de la energía primaria en final. Por tanto, adoptamos como escenario para 2050 de demanda de energía total los **109 kW.h/hab-día**, que teniendo en cuenta la población peninsular proyectada para esa fecha (38,32 Mhab) conduce a una demanda de energía final total de **1.525TW.h/año**.

2.3. Sistema de generación y transporte actual

En el Gráfico 40 mostramos la distribución de la potencia total peninsular instalada en el año 2003, así como la producción eléctrica asociada. Estos valores incluyen una potencia instalada para bombeo puro de 2.569 MW con un consumo eléctrico asociado de 4.678 GW.h. [Ver Gráfico 40].

En el Gráfico 41, mostramos la distribución de las centrales de generación en Régimen

Gráfico 38 Evolución de la demanda mundial de energía primaria y final hasta el 2050 según dos escenarios del IPCC (IEA, 2003)

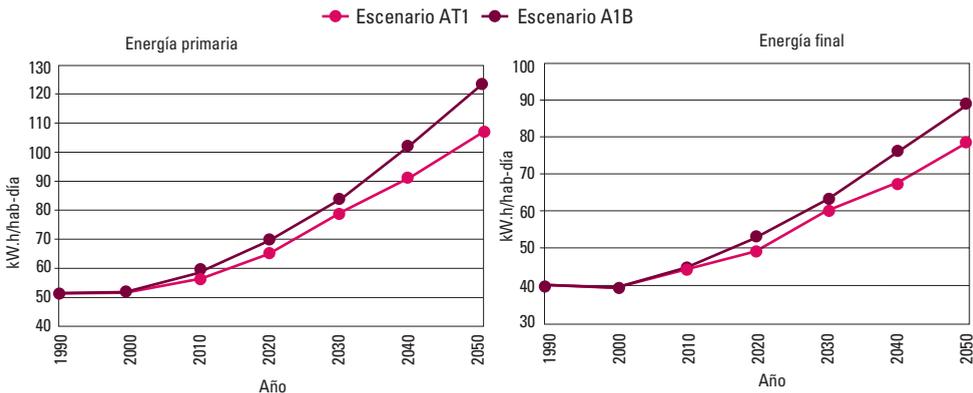
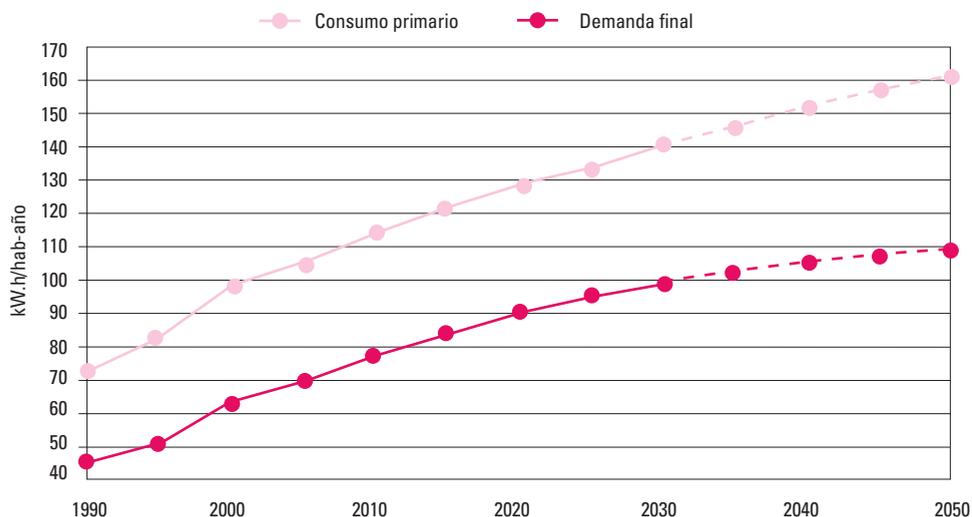


Gráfico 39 Escenario de evolución de la demanda de energía primaria y final en España para el 2030 (EC, enero 2003). Los resultados los hemos extrapolado en línea discontinua hasta el 2050



Ordinario en el territorio nacional, y en el Gráfico 42 la previsión del crecimiento de las centrales de ciclo combinado para el periodo 2004-2006. En el Gráfico 43 mostramos los saldos de intercambios eléctricos entre CCAA en el 2003. En el Gráfico 44 mostramos la red eléctrica de transporte en el 2003. [Ver Gráficos 41, 42, 43 y 44].

El sistema eléctrico actual está configurado para acoplar la distribución espacial de la capacidad generadora y la demanda existentes, contando con una gran capacidad de regulación sobre una generación poco distribuida constituida por centrales de elevado factor de capacidad. La configuración de la red de transporte ha ido evolucionando para evacuar una generación centralizada muy localizada en ciertas zonas del territorio peninsular hacia los puntos de consumo. Esta configuración del sistema de generación y transporte no está exenta de proble-

mas: cuando han ido surgiendo demandas importantes en puntos alejados de los centros de generación (como las puntas de demanda en el levante asociadas a la carga de los equipos de refrigeración en verano), con la rígida estructura geográfica del sistema de generación la red de transporte introduce limitaciones a la capacidad de evacuar esa generación hacia los puntos de consumo. La solución a estos problemas en el marco del sistema actual pasa por lo general por introducir nuevas centrales (de ciclo combinado: Gráfico 42) más próximas a los puntos de consumo.

Al plantarse el análisis de viabilidad técnica de un sistema de generación completamente distinto al actual, con una elevada contribución de energías renovables, caracterizadas por una descentralización muy superior, y alimentadas por un recurso energético en muchos casos no controlable, resulta evidente que

Gráfico 40 Potencia y generación eléctrica en el año 2003 según tecnologías (REE, 2003). Los valores presentados incluyen el bombeo

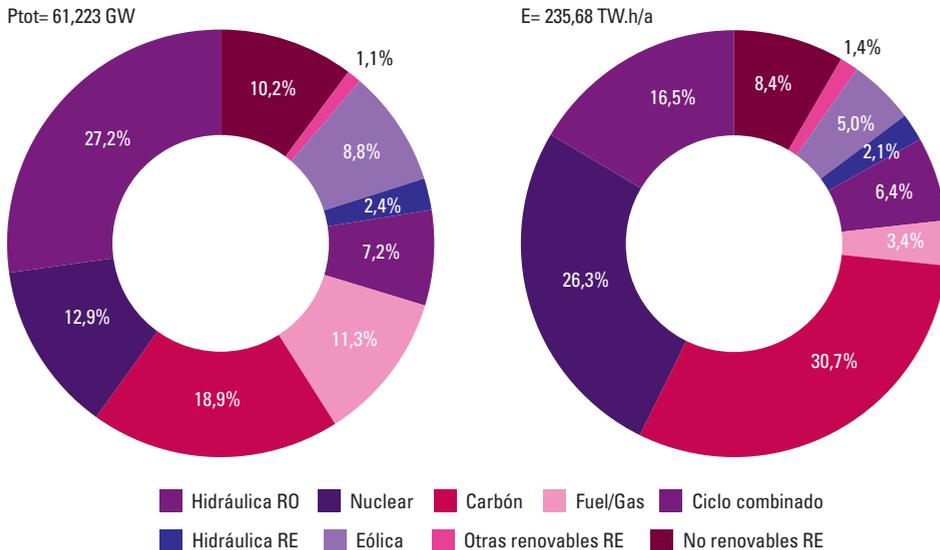


Gráfico 41 Distribución geográfica de las centrales del parque de generación eléctrica del Régimen Ordinario (REE, 2003)



Gráfico 42 Previsión del crecimiento de las centrales de ciclo combinado en el periodo 2004-2006 (REE, 2003)



Gráfico 43 Saldos de intercambios eléctricos en el 2003 en GW.h (REE, 2003)



Gráfico 44 Red eléctrica de transporte en el 2003 (REE)



tanto los esquemas de operación como las infraestructuras actuales no son las apropiadas. Por un lado, para poder regular la generación y acoplarla a la demanda, será necesario disponer de una capacidad de generación muy superior a la actual, consecuencia por un lado de emplear centrales con menor factor de capacidad, y por otro de tener que regular la generación mediante la reducción del factor de capacidad (disipando capacidad de generación).

Respecto a la principal infraestructura, la red de transporte eléctrico, evidentemente no ha sido pensada para un sistema de generación basado en tecnologías renovables, y por tanto es de esperar que introduzca importantes limitaciones técnicas sobre el mismo. Tanto la capacidad de transporte de las distintas líneas como su distribución espacial por el territorio pueden resultar problemáticas para integrar una gran contribución de las energías renovables. En algunos aspectos, como el hecho de que en el sur y levante, con déficit de generación en la actualidad, haya buenos recursos renovables, puede resultar ventajosa la integración de algunas centrales renovables en estas regiones (si es que antes no se han construido ciclos combinados). Pero al pretender una gran contribución de las energías renovables, con una distribución mucho más descentralizada de la capacidad de generación por el territorio peninsular, cabe esperar que la red de transporte actual introduzca grandes limitaciones. Echando un vistazo a la red de transporte de el Gráfico 44 podemos apreciar claramente amplias regiones del territorio peninsular con importantes recursos de energías renovables (solares y eólicos) que no están cubiertos por la red,

y por tanto cuyo potencial de generación renovable se va a ver limitado por la capacidad de evacuación de la red de transporte. Así mismo, la capacidad de transporte de las líneas que van hacia el sur puede verse limitada para evacuar una gran generación destinada a cubrir la demanda en el norte (en instantes en los que predominen los recursos renovables en el sur frente a los del norte), cuando han sido diseñadas para transportar un flujo eléctrico relativamente pequeño en comparación con el que manejan las líneas del norte. De hecho, el propio concepto de flujo eléctrico unidireccional desde unas regiones del territorio nacional donde está centralizada la capacidad de generación hacia otras, debe abandonarse en el caso de un sistema con elevada penetración renovable, en el cual en ciertas épocas del año los principales centros de generación se localizarán en una región del territorio y en otras épocas se desplazarán a otras zonas invirtiendo los flujos eléctricos.

Ante el desafío de reestructurar todo el sistema de generación para encaminarlo a la sostenibilidad conviene no perder de vista que la red de transporte eléctrico debería ser un medio y no un fin en sí misma. Si cambia la filosofía y estructura del sistema de generación, la red eléctrica deberá acomodarse a ese cambio para seguir ejerciendo su función de medio de transporte si es que es capaz, y si no lo es, deberá buscarse otro medio de transporte apropiado para el nuevo sistema de generación. Lo que carece de sentido, es que ante la urgencia de encaminar nuestro sistema energético hacia la sostenibilidad, un medio como es la red de transporte eléctrico condicione y limite las posibilidades de este cambio.

En el marco de este proyecto vamos a proceder a analizar la viabilidad de un sistema de generación prácticamente basado en las energías renovables, y como una parte de este análisis vamos a analizar las restricciones que introduce la red de transporte actual para alcanzar este objetivo, por ser el medio con el que contamos en la actualidad y por centrar la mayoría del debate actual sobre el crecimiento del aporte renovable a nuestro sistema de generación. Pero no debe perderse de vista que las restricciones de la red *actual* sobre el sistema de generación del *futuro* tienen una importancia relativamente pequeña, y lo relevante sería evolucionar hacia el sistema de transporte del futuro capaz de gestionar de la mejor forma posible el sistema de generación del futuro.

Desde un punto de vista técnico-económico, y teniendo en cuenta las restricciones ambientales, si comparáramos las opciones de integrar las energías renovables que permita el sistema de transporte actual, con la opción de diseñar el sistema de transporte para optimizar la contribución renovable, desde nuestro punto de vista la segunda opción tiene muchas opciones de resultar la más favorable, tanto por permitir emplazar la capacidad de generación en las regiones de mejor recurso (menor coste), como por su mejor capacidad de gestionar estos aportes con su variabilidad espacio-temporal, que conduce a un menor requerimiento de potencia punta instalada.

2.4. Recursos hidroeléctricos

2.4.1. Producción hidroeléctrica

La producción hidroeléctrica depende tanto de la disponibilidad de recurso hidráulico

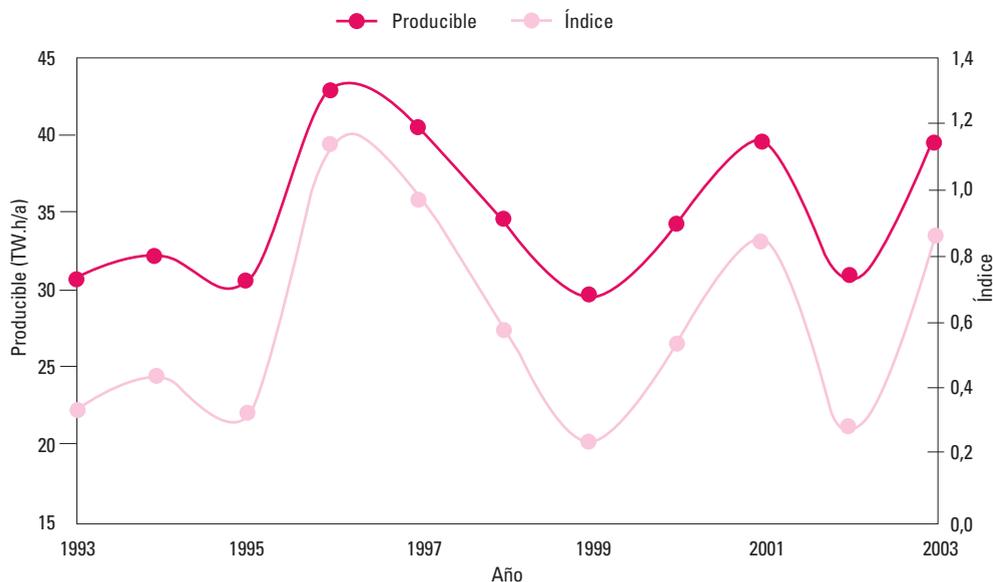
como de la estrategia de operación del sistema de generación. La disponibilidad del recurso hidráulico para una potencia hidroeléctrica instalada se expresa mediante el producible hidroeléctrico, que se suele comparar con la media histórica de los años anteriores mediante el índice de producible hidroeléctrico (cociente del producible en un año dado con el histórico). En los siguientes gráficos mostramos la evolución del producible hidroeléctrico anual desde 1993 a 2003, y la evolución del producible hidroeléctrico diario en los años 2002 y 2003 comparados con sus medias históricas. El producible hidroeléctrico tiene en cuenta las necesidades de recurso hídrico para otros usos, por lo que una mejora en la eficiencia de estos (regadío) o reducción en su demanda (abastecimiento), generaría un incremento en el producible hidroeléctrico. [Ver Gráfico 45 y 46].

Para el desarrollo del escenario a 2050, vamos a asumir un cierto valor de la potencia hidroeléctrica instalada (ver más abajo). Para el producible hidroeléctrico histórico asumiremos una proporcionalidad del valor del 2003 con la evolución de la potencia instalada. Para la producción hidroeléctrica asumiremos un índice de producible hidroeléctrico en el 2050 del 90%.

2.4.2. Acumulación por bombeo

Un aspecto relevante de cara a la capacidad de regulación de un sistema de generación eléctrica con elevada penetración de las tecnologías renovables, es la capacidad de acumulación hidroeléctrica por bombeo. En el año 2003 disponíamos de una potencia hidroeléctrica de bombeo puro de 2.569 MW. Hasta ahora, la explotación del bombeo ha venido determinada por la hidraulicidad del año, y, fundamentalmente, por el margen que

Gráfico 45 Evolución del producible hidroeléctrico anual y de su índice en el periodo 1993-2003 (Recopilación informes REE)



proporciona en el régimen de retribución actual la diferencia entre el precio de compra en horas valle, y el de venta en horas punta. En el Gráfico 47 mostramos la evolución del consumo eléctrico para bombeo de 1993 al 2003. [Ver Gráfico 47].

En el caso de un sistema de generación con elevada penetración renovable, el uso del bombeo hidroeléctrico cambiaría sustancialmente, por la capacidad que él mismo proporcionaría para regular el sistema acumulando la producción de otras tecnologías renovables cuando excedieran la demanda.

Para el año 2050 vamos a asumir la disponibilidad de una potencia hidroeléctrica de bombeo de 8.000 MW, contando tanto el bombeo puro como el mixto, con una capacidad de

acumulación de 16 TW.h/a, y un rendimiento global de explotación del 70%.

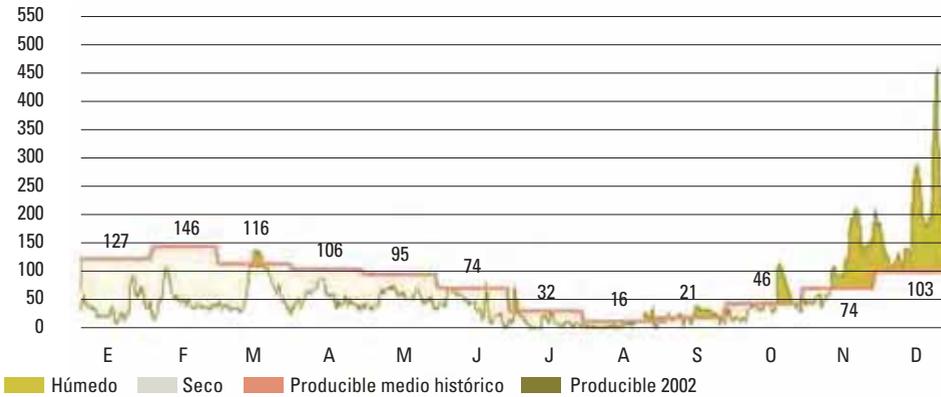
2.5. Previsiones potencia instalada distintas renovables

En este apartado vamos a recoger la situación actual (a fines del 2003) de implementación de las distintas tecnologías renovables en España, así como los distintos escenarios de crecimiento de las mismas. Estos valores servirán para ubicar, tanto en magnitud como en necesidades de desarrollo de las distintas tecnologías, los resultados alcanzados en el marco de este proyecto.

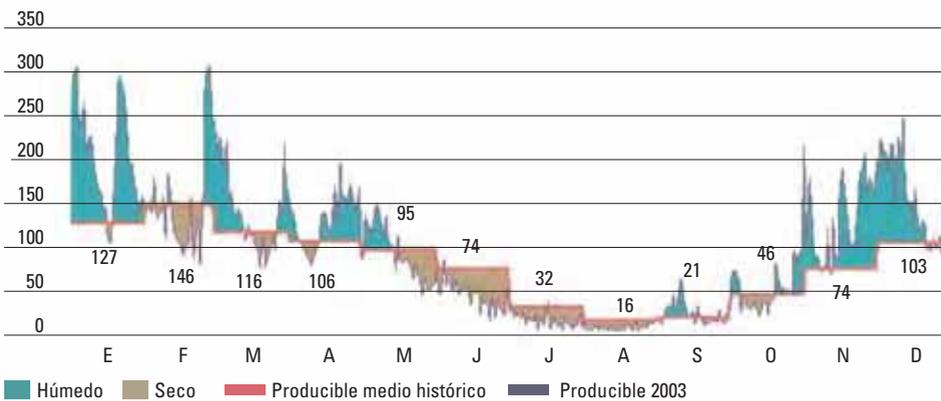
Puesto que es común que la información sobre implementación de distintas tecnologías renovables se proporcione en unidades

Gráfico 46 Evolución del producible hidroeléctrico diario en los años 2002 y 2003 comparados con sus respectivos valores históricos (REE, 2002, 2003)

Energía producible hidráulica diaria durante 2002 comparada con el producible medio histórico (GWh)



Energía producible hidráulica diaria durante 2003 comparada con el producible medio histórico (GWh)



no homogéneas (MW, tep, etc.), y debido al hecho de que el factor de capacidad de las distintas tecnologías consideradas puede presentar grandes diferencias, vamos a proceder a homogeneizar la información presentada mediante la adopción de factores de capacidad y rendimientos representativos de cada tecnología. De esta forma, los resultados presentados serán en términos de potencia instalada y producción energética para todas las tecnologías.

En el Gráfico 48 mostramos la evolución horaria de la producción total del Régimen Especial en el año 2003. [Ver Gráfico 48].

2.5.1. Situación eólica a finales de 2003

La situación actual de las distintas renovables a finales del 2003 se encuentra bien descrita en los informes de la Comisión Nacional de la Energía sobre la producción en Régimen Especial (CNE, 2004). Para el caso de la eólica, esta información la hemos

elaborado para deducir los factores de capacidad con el que está operando en cada Comunidad Autónoma. Debido a que

en esta primera fase del proyecto no hemos conseguido datos eólicos representativos a nivel provincial, para proyectar el

Gráfico 47 Evolución del consumo eléctrico para bombeo hidroeléctrico en el periodo 1993-2003 (recopilado de los informes de REE)

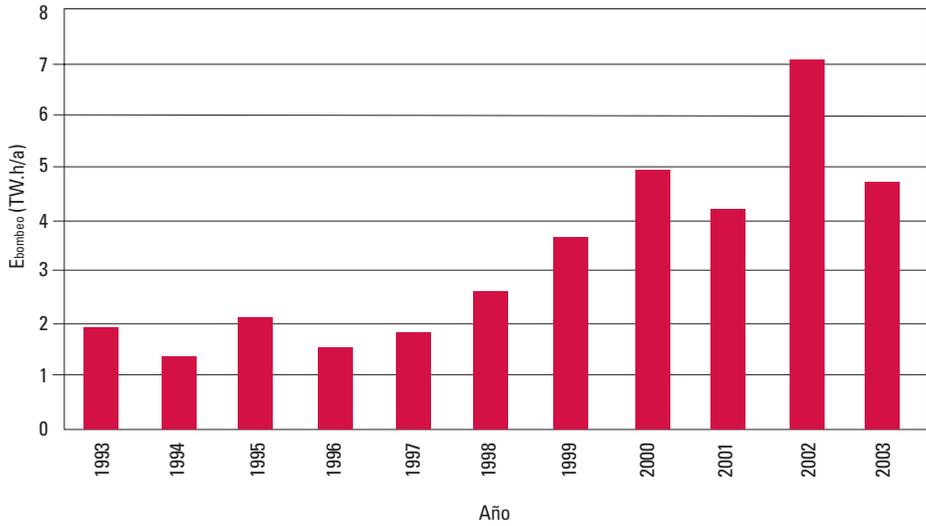
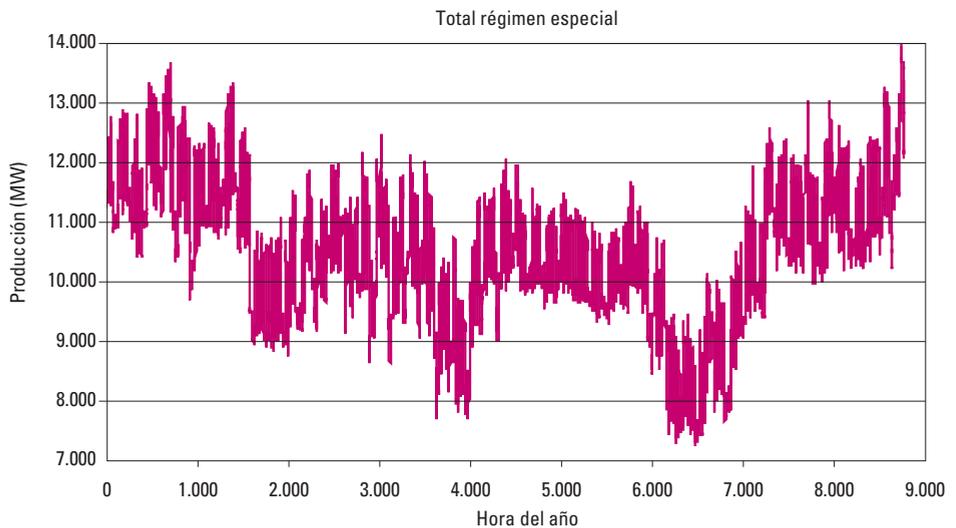


Gráfico 48 Producción total del Régimen Especial en el 2003 (datos CNE)



68 techo de generación eólica nos apoyaremos en estos valores para obtener una cota inferior de la generación eólica, que posteriormente contrastaremos con otro método de cálculo.

En el Gráfico 49 mostramos la distribución espacial de la potencia eólica instalada en las distintas Comunidades Autónomas a finales del 2003 según la CNE³: un total de 5.976 MW, de los cuales 5.853 MW eran peninsulares. [Ver Gráfico 49].

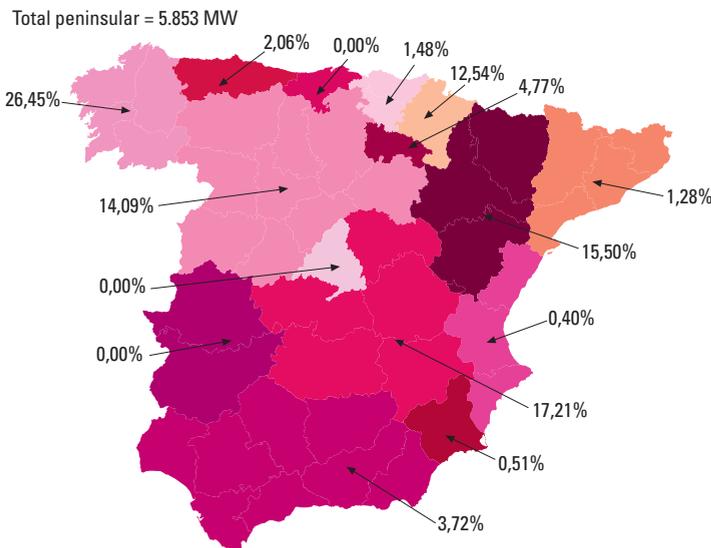
Procesando los datos de potencia instalada y producción de electricidad de la (CNE, 2004) hemos procedido a evaluar los factores de capacidad medios anuales de la potencia eólica instalada en las distintas CCAA, cuyo resultado mostramos en el Gráfico 50, y que proporcionan un valor medio nacional para el año 2003 de CF = 22,76%. [Ver Gráfico 50].

Los factores de capacidad de medios anuales dependen de la secuencia temporal con la que se ha ido instalando la potencia eólica. Esto explica los valores bajos del factor de capacidad mostrados en el gráfico anterior para las Comunidades Autónomas de Murcia y Asturias, que experimentaron un crecimiento de la potencia eólica instalada del 2002 al 2003 del 200% y el 64% respectivamente.

El factor de capacidad de la potencia eólica instalada depende de las características del potencial eólico del emplazamiento, de la tecnología eólica y en el futuro, con una gran penetración renovable, dependerán también de los niveles de regulación de potencia que se introduzcan a nivel parque o máquina.

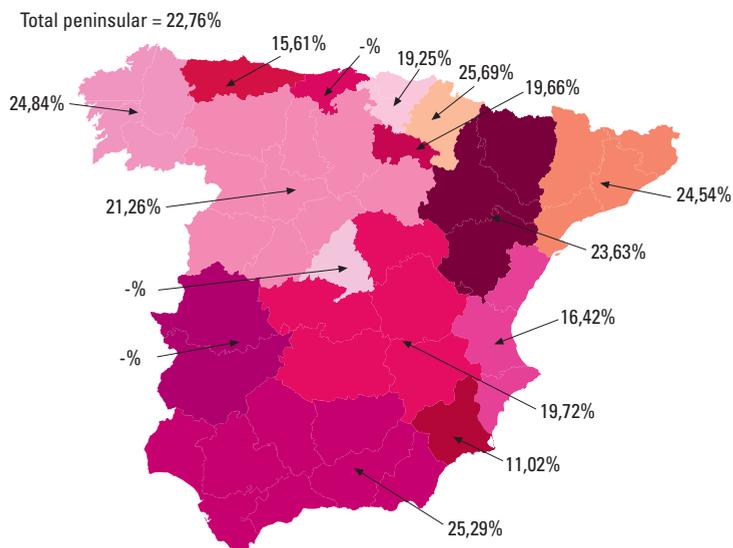
A medida que la tecnología eólica va mejorando, para un emplazamiento dado aumentaría

Gráfico 49 Reparto por comunidades autónomas de la potencia eólica peninsular instalada a finales del 2003 (CNE, 2004)



³ Esta cifra no corresponde con la dada por REE que cuantificaba en 6.202 MW la potencia instalada a finales del 2003. En parte, esto se explica por el distinto criterio llevado por REE y la CNE para contabilizar la potencia eólica. La primera contabiliza la potencia eólica instalada, mientras que los segundos cuantifican la que ya ha facturado según el Régimen Especial.

Gráfico 50 Factores de capacidad medios a finales del 2003 procesados a partir de los datos de potencia instalada y generación de electricidad de la (CNE, 2004)



el factor de capacidad del parque (con un límite dado por el recurso eólico disponible). Pero la realidad es que los primeros parques son los que han ocupado los mejores emplazamientos, por lo que la potencia eólica adicional se irá instalando en emplazamientos menos favorables, lo cual lleva asociada una reducción del factor de capacidad. Además, a medida que vaya aumentando la penetración eólica en la red de transporte eléctrico, es probable que se le empiece a exigir una regulación de la potencia eólica inyectada en la red. Esta regulación se puede conseguir tanto a nivel máquina mediante la modificación de su coeficiente de potencia (variación de su velocidad de rotación) u orientación, como a nivel parque conectando o desconectando distintos aerogeneradores. Sin embargo, en cualquier caso, el efecto de esta regulación de la potencia eólica entregada es reducir el factor de capacidad de la instalación

(y consecuentemente aumentar el coste de la electricidad generada).

Por tanto, vemos cómo si bien la mejora tecnológica conduce hacia un incremento de los factores de capacidad respecto a la situación actual, tanto el aprovechamiento de peores emplazamientos como la regulación de potencia van en dirección contraria. A la vista de estas consideraciones, para el procesamiento posterior de la información relativa a la potencia eólica instalada asumiremos unos factores de capacidad evaluados a partir de los datos de la CNE para los años 2001, 2002 y 2003, adaptados cuando fuera necesario asumiendo que la mitad de la potencia instalada lo fue a lo largo de la segunda mitad del año⁴, y asumiendo unos factores de capacidad medios de las Comunidades vecinas en aquellas CCAA que en la actualidad no cuentan con potencia eólica

⁴ Aún con todo, los valores de Asturias (CF=17,2%) y de la Comunidad Valenciana (CF=16,5%) nos parecen demasiado bajos. Puesto que hemos detectado alguna otra inconsistencia en los datos de la CNE (Comunidades con CF > 50% durante algunos años), damos estos valores por erróneos y asumimos en estas Comunidades un CF=24% más coherente con los de las CC.AA. vecinas.

70 instalada. En el Gráfico 51 mostramos los resultados. [Ver Gráfico 51].

En el Gráfico 52 mostramos la generación eléctrica de origen eólico que se habría obtenido en el 2003 con los factores de capacidad considerados. [Ver Gráfico 52].

También tiene interés la relación entre la electricidad eólica generada en cada Comunidad y la demanda eléctrica en esta Comunidad. En el Gráfico 53 mostramos esta información para el año 2003 asumiendo los factores de capacidad del periodo 2003-2050 y la demanda eléctrica por comunidades obtenida de (REE, 2004). [Ver Gráfico 53].

Por último, conviene resaltar la importante dependencia estacional del factor de capacidad eólico. En el Gráfico 54 mostramos el factor de capacidad de la eólica peninsular a

lo largo del año 2003 según datos de la CNE. Como vemos, en los meses de verano, el factor de capacidad puede llegar a ser del orden de un tercio del que se obtiene en pleno invierno. En este sentido, el recurso eólico terrestre estará fuertemente correlacionado con el hidroeléctrico, lo cual es bueno desde el punto de vista de la regulación de la potencia eólica, pero negativo desde el punto de vista de la cobertura de la demanda: en los meses de verano habrá poca disponibilidad eólica e hidroeléctrica para cubrir la creciente demanda de refrigeración, que se verá aún más incrementada en el caso de recurrir a procesos de desalación de agua de mar basados en consumo de electricidad (ósmosis inversa). [Ver Gráfico 54].

2.5.2. Plan de Fomento

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (Ministerio de Industria y Energía, 1999)

Gráfico 51 Factores de capacidad de la potencia eólica instalada asumidos como cota inferior de las actuaciones de los parques eólicos en el periodo considerado (2003-2050)

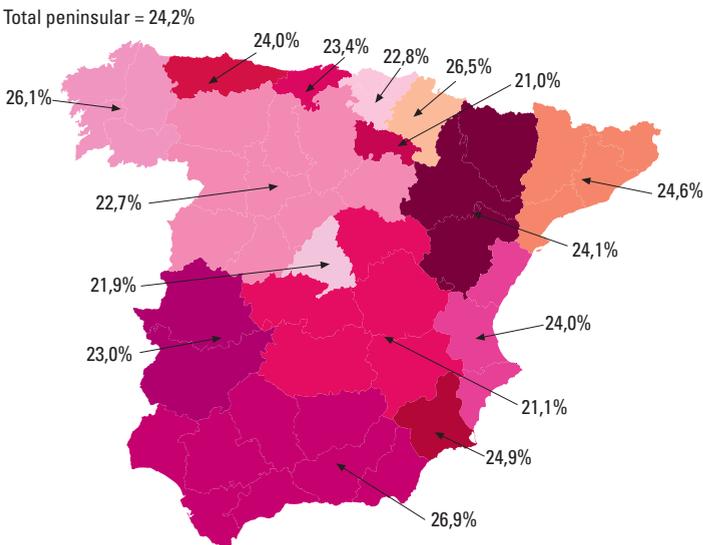


Gráfico 52 Generación eléctrica en el 2003 a partir de la potencia eólica instalada a finales de este año según la CNE y de los factores de capacidad considerados como representativos del periodo 2003-2050

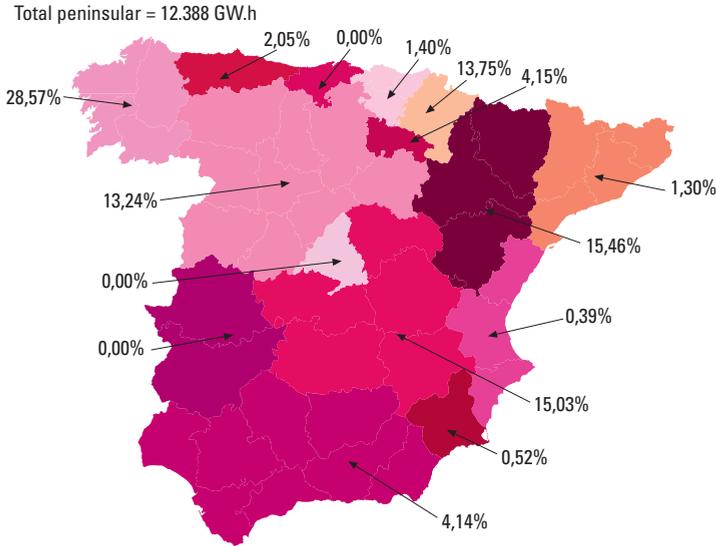


Gráfico 53 Porcentaje de la producción eólica frente a la demanda de electricidad en cada Comunidad Autónoma con la potencia instalada a finales del 2003 según la CNE, y los factores de capacidad considerados representativos del periodo 2003-2050. La demanda de electricidad para este año se ha tomado de REE

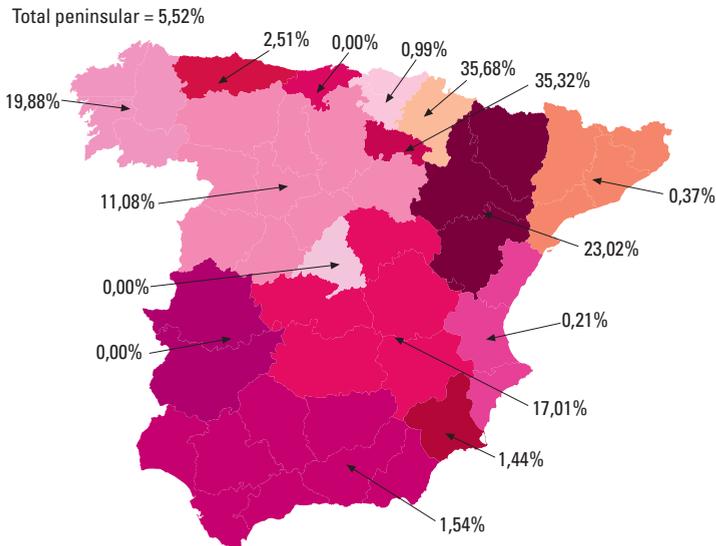
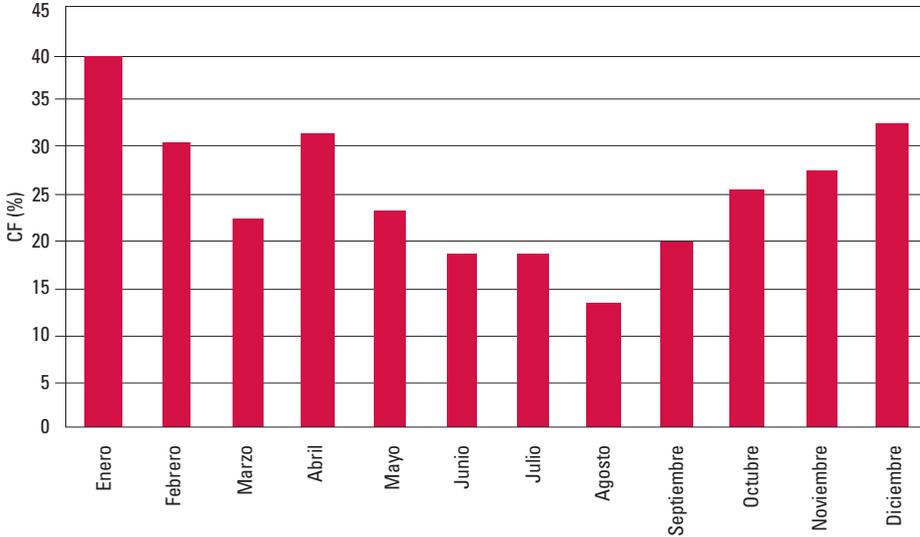


Gráfico 54 Modulación mensual del factor de capacidad eólica peninsular a lo largo del año 2003 según datos de la CNE (CNE,2004)



constituye desde su aparición una de las referencias principales en nuestro país para las energías renovables. El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) pretende alcanzar el objetivo, en línea con el del Libro Blanco de la UE, de que las fuentes de energía renovable cubran al menos el 12% de la demanda total de energía en España en el año 2010. Para ello, el PFER establece unos objetivos de desarrollo de las distintas tecnologías consideradas. Algunos de estos objetivos, como el de la eólica, serán claramente superadas por el desarrollo comercial de la tecnología, mientras que otros probablemente no se lleguen a alcanzar al ritmo de crecimiento actual, lo cual constituye un indicador directo de la eficacia de las medidas de apoyo introducidas en las distintas tecnologías.

En el PFER, además de los objetivos de desarrollo para el 2010, se presentan también

unas valoraciones del potencial de las distintas tecnologías, que nos pueden servir de referencia para nuestro año objetivo de análisis (2050).

Debemos resaltar que el PFER realiza un tratamiento poco profundo de algunas tecnologías. Un caso evidente es la solar termoeléctrica, en la cual no se realiza ninguna evaluación del potencial, y se fija un objetivo para el 2010 sin fundamento alguno en el contexto del PFER. Otras tecnologías, como la de las olas y la geotérmica para generación de electricidad, quedan completamente excluidas del PFER.

A continuación pasamos a presentar los resultados tanto de los objetivos para 2010 como de las evaluaciones de potencial que se deducen del PFER. Para llegar a una valoración completa del potencial presentado en el PFER, hemos procedido a procesar la

información presentada en el mismo mediante una serie de hipótesis (factores de capacidad, rendimientos, etc.) coherentes en la medida de lo posible con el resto de la información en el PFER. En todo el análisis nos vamos a limitar a la generación de electricidad.

En el Gráfico 55 mostramos la situación en 1998, origen del PFER. Con 18.856 MWe y una generación de 39,54 TW.h/a (14,12% de la demanda peninsular en 2050), la situación de partida aparece claramente dominada por la generación hidroeléctrica con centrales de gran potencia. [Ver Gráfico 55].

En el Gráfico 56 mostramos los objetivos establecidos para el año 2010 por el PFER. En términos de potencia constituyen una potencia instalada de 30.356 MWe, y una generación eléctrica de 76,60 TW.h/a (27,36% de la demanda peninsular en 2050). [Ver Gráfico 56].

Las propuestas del PFER para el 2010 han sido recientemente revisadas y es de esperar que en breve (verano 2005) salga una actualización de la misma, en la que los objetivos de diversas tecnologías (eólica, fotovoltaica, termoeléctrica, etc.) se vean ampliamente superados por la realidad actual, mientras los de otras tecnologías que no han seguido el ritmo de crecimiento esperado pueden ver sus objetivos reducidos. En el Gráfico 57 mostramos la propuesta de ampliación del PFER para la fotovoltaica realizada por (ASIF, 2004). [Ver Gráfico 57].

Sin embargo, lo que en principio no debería cambiar si estuviera correctamente evaluado son los potenciales de cada una de las tecnologías renovables presentados en el PFER. En el Gráfico 58 mostramos los potenciales de potencia instalada y generación eléctrica con las distintas tecnologías que se deducen del

Gráfico 55 Potencia instalada y producción eléctrica de energías renovables en 1998

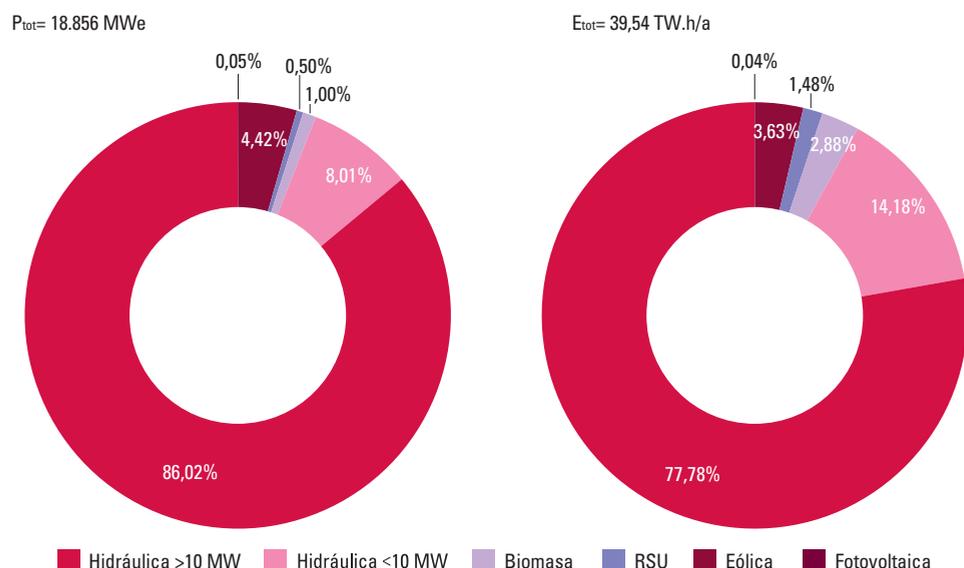


Gráfico 56 Objetivos de potencia instalada y generación eléctrica con energías renovables para el año 2010 según el PFER

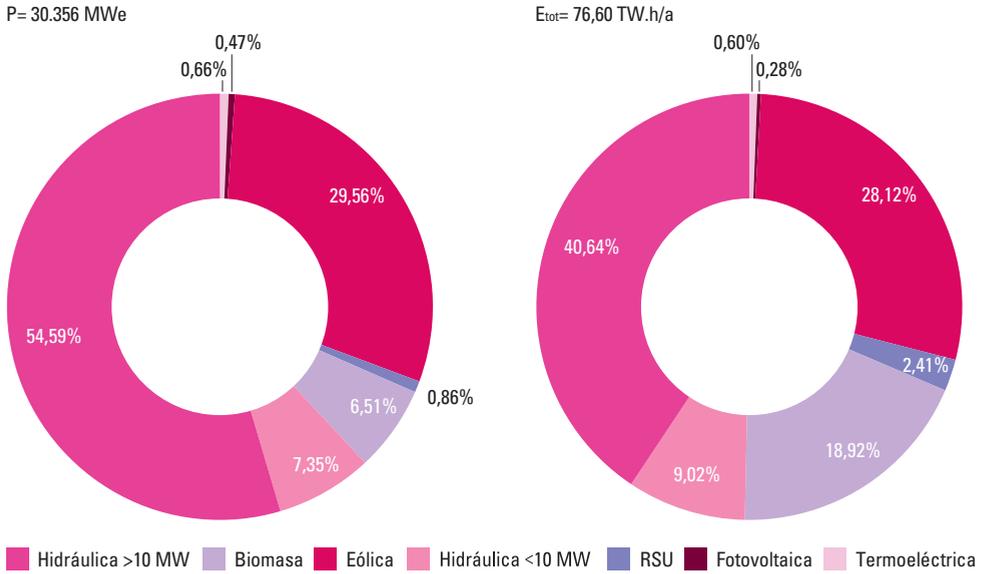
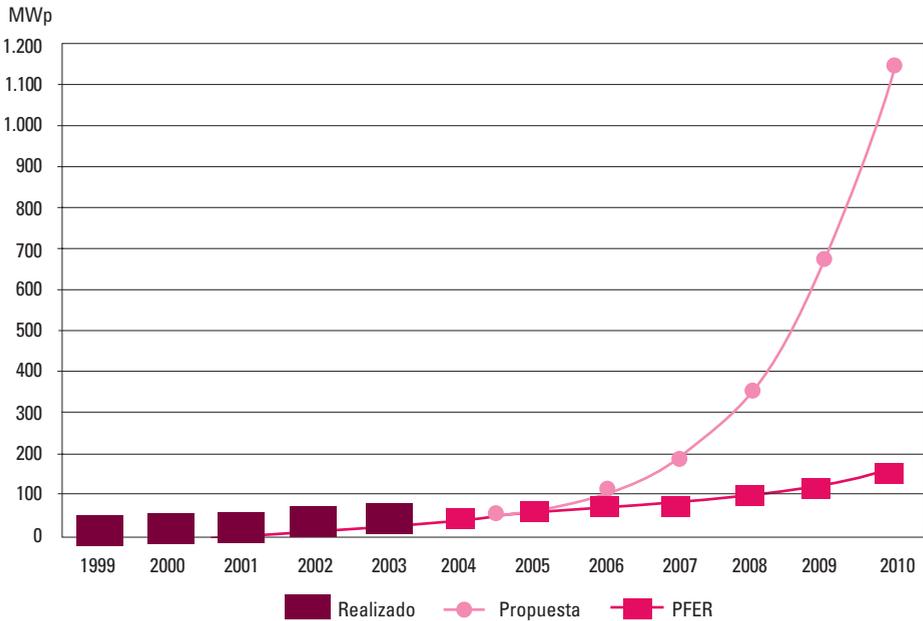


Gráfico 57 Propuesta de ampliación del objetivo del PFER para la fotovoltaica en el 2010 (ASIF, 2004)



PFER. Para ello, hemos empleado factores de capacidad y rendimientos coherentes en la medida de lo posible con el resto del documento para elaborar la información relativa a los potenciales de las distintas tecnologías presentada en el PFER. Con una potencia de 53.775 MWe y una generación eléctrica de 143,62 TW.h/a (51,29% de la demanda peninsular en 2050) ya dejan entrever las posibilidades de las tecnologías renovables para abastecer el sistema de generación eléctrica en el 2050. Sin embargo, debemos resaltar el tratamiento superficial que se ha realizado en el PFER para valorar los techos de varias tecnologías renovables. Así, para la solar termoeléctrica ni tan solo figura en el PFER una valoración de su potencial (a pesar de incluir un objetivo de 200 MWe para el 2010), mientras otras tecnologías están excluidas, y el tratamiento de la fotovoltaica es también muy superficial y conservador. [Ver Gráfico 58].

Por último, y para que sirvan de referencia, presentamos en el Gráfico 59 los factores de capacidad deducidos de la información detallada en el PFER para cada uno de los horizontes temporales considerados. [Ver Gráfico 59].

Desde el punto de vista de nuestro análisis, vamos a considerar que para el 2050 se ha desarrollado el potencial apuntado por el PFER para la mini hidráulica, pequeña hidráulica y para la biomasa de fuentes residuales, dentro de la cual vamos a incluir el biogás. Por tanto, podríamos contar con la potencia y generación eléctrica para el 2050 mostrada en la Tabla 22, si bien posteriormente matizaremos estos resultados para proyectarlos hacia el 2050. [Ver Tabla 22].

Adicionalmente existiría la posibilidad de incorporar el potencial de RSU (566 MWe y 3,5 TW.h/a), que en principio vamos a excluir por su problemática medioambiental.

Gráfico 58 Potencial de las tecnologías renovables para generación de electricidad. Información elaborada a partir de los resultados presentados en el PFER

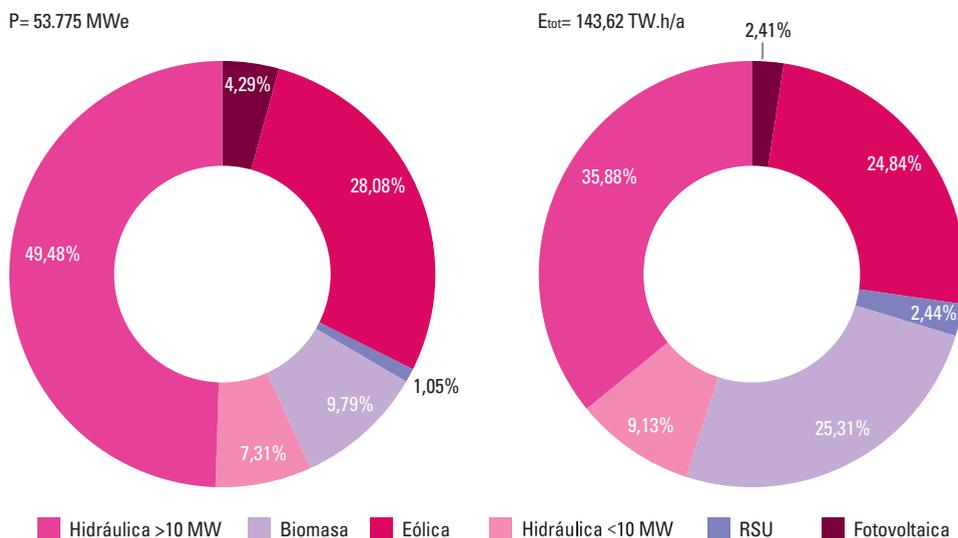


Gráfico 59 Factores de capacidad anuales considerados para las distintas tecnologías en el PFER para cada uno de los horizontes temporales analizados

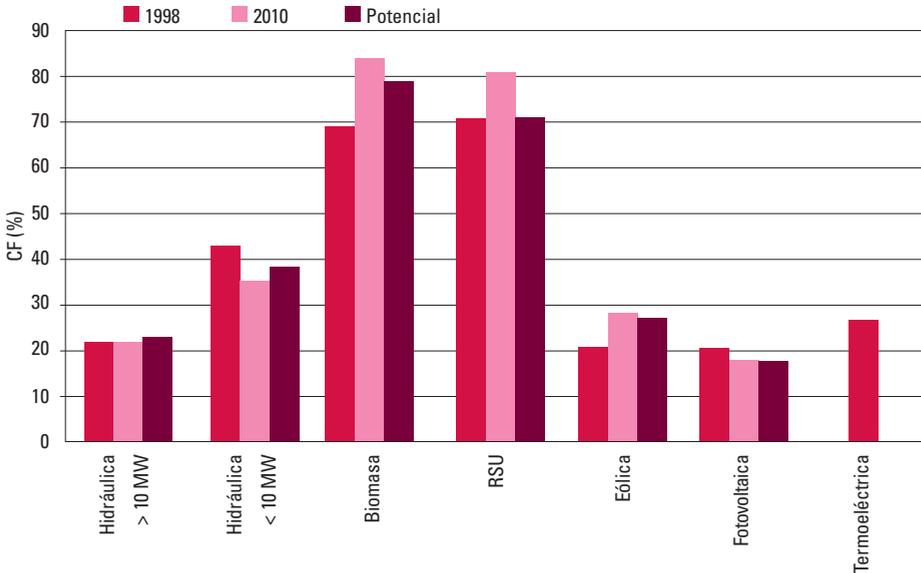


Tabla 22 Potencia y generación eléctrica del potencial del PFER

	P (MWe)	E (TW.h/a)
Minihidráulica (P < 10 MW)	10.387	20,77
Pequeña hidráulica (10 MW < P < 50 MW)	3.929	13,11
Biomasa residual y biogás	3.165	21,89

2.5.3. Planificación sectores de electricidad y gas

En el documento de planificación de las redes de electricidad y gas para el periodo 2002-2011 (MINECO, 2002), se revisaron al alta algunos objetivos del Plan de Fomento en potencia instalada de régimen especial para ajustar la aportación porcentual planificada al mayor crecimiento esperado de la demanda.

En los siguientes gráficos mostramos la potencia instalada y producción energética del régimen especial, del régimen especial más la gran hidráulica, y de las renovables en

el 2011 según (MINECO, 2002). Como podemos ver, para el conjunto del régimen especial más la gran hidráulica se prevé ya en 2011 una potencia instalada de 42.833 MWe con una generación eléctrica de 130,96 TW.h/a (46,8% de la demanda peninsular para el 2050). Sin embargo, el Régimen Especial incluye la cogeneración con combustibles fósiles, que nosotros hemos excluido por considerar que para el 2050 la cogeneración debe apoyarse en combustible de origen renovable. Excluyendo la cogeneración, la potencia de tecnologías renovables para el 2011 sería de 35.733 MWe, con una

generación de 92,96 TW.h/a (33,2% de la demanda peninsular para el 2050).

Desde el punto de vista de nuestro análisis, en un principio querríamos considerar que la cogeneración prevista para 2011 (7.100 MWe generando 38 TW.h/a), en el horizonte de nuestro estudio (2050) está operativa pero alimentada con biomasa (biocombustibles, gasificación, pirólisis rápida, etc.). Sin embargo, como veremos posteriormente en el análisis del techo de biomasa, los limitados recursos disponibles en la España peninsular no dan para mantener esta cogeneración simultáneamente con los techos de generación eléctrica deducidos, y por tanto no vamos a incorporar esta potencia adicionalmente a la de los techos. Dada la escasez del recurso sería necesario decidir dónde se emplea, en alimentar la cogeneración ya establecida o para nuevas centrales de generación eléctrica. Pero desde el punto de vista de nuestro análisis vamos a considerar que los recursos

de biomasa se emplean en nuevas centrales eléctricas con la tecnología que posteriormente detallaremos, y que si bien también incorporan la cogeneración, pero están dimensionadas para optimizar la producción eléctrica. [Ver Gráficos 60, 61 y 62].

A continuación mostramos el factor de capacidad anual que se está asumiendo en (MINECO, 2002) para cada una de las tecnologías del régimen especial para el 2002, y por último, el porcentaje de la producción energética de cada una de las tecnologías del régimen especial y de la hidráulica respecto al escenario central, más probable según esta referencia para el 2011, que como vemos es muy cercano al escenario peninsular para 2050 que hemos elaborado nosotros. [Ver Gráficos 63 y 64].

2.5.4. RD 436/04

La última referencia oficial en cuanto a desarrollo potencial de las energías renovables lo constituyen los límites para la validez del

Gráfico 60 Potencias y producción energéticas planificadas para el 2011 para las distintas tecnologías en régimen especial por (MINECO, 2002)

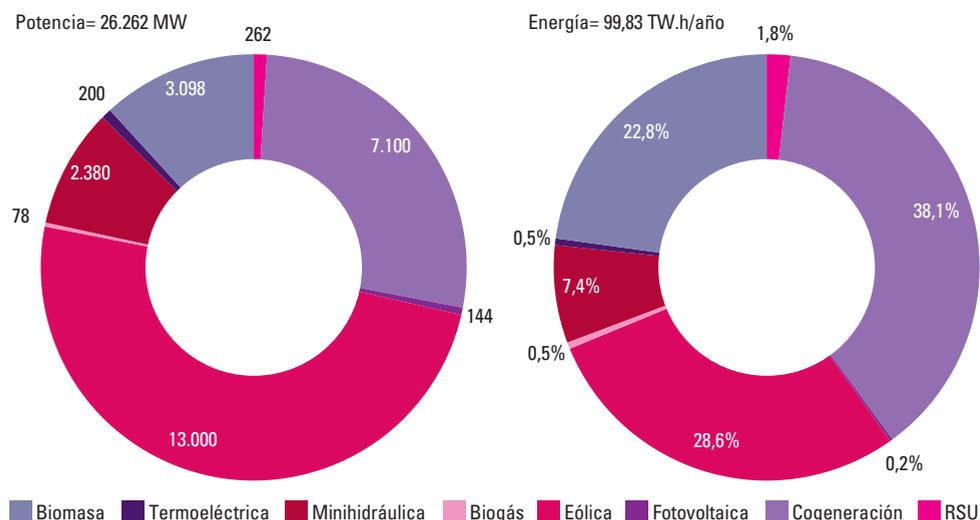


Gráfico 61 Potencias y producción energética planificadas para el 2011 para las distintas tecnologías en régimen especial y la gran hidráulica (MINECO, 2002)

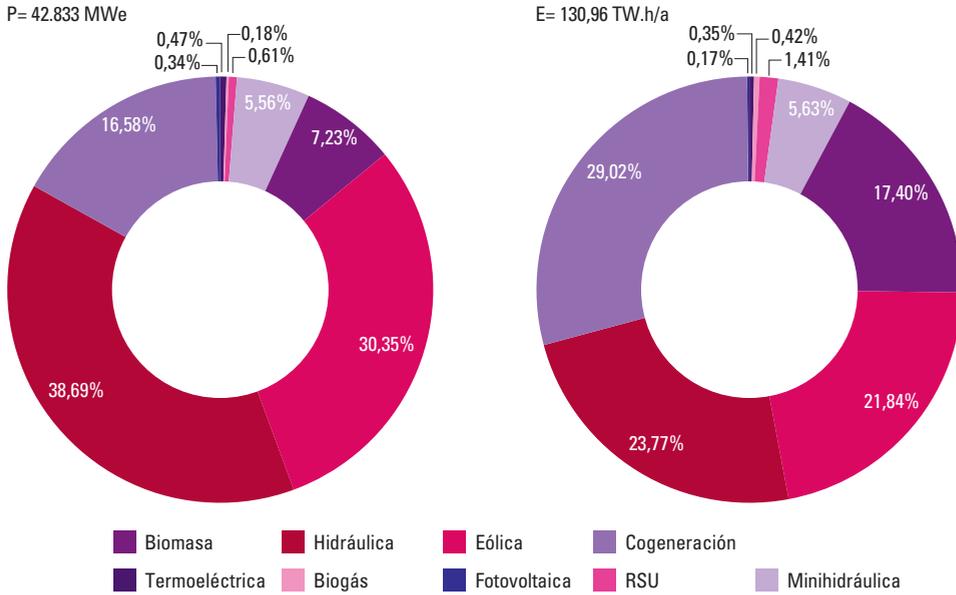
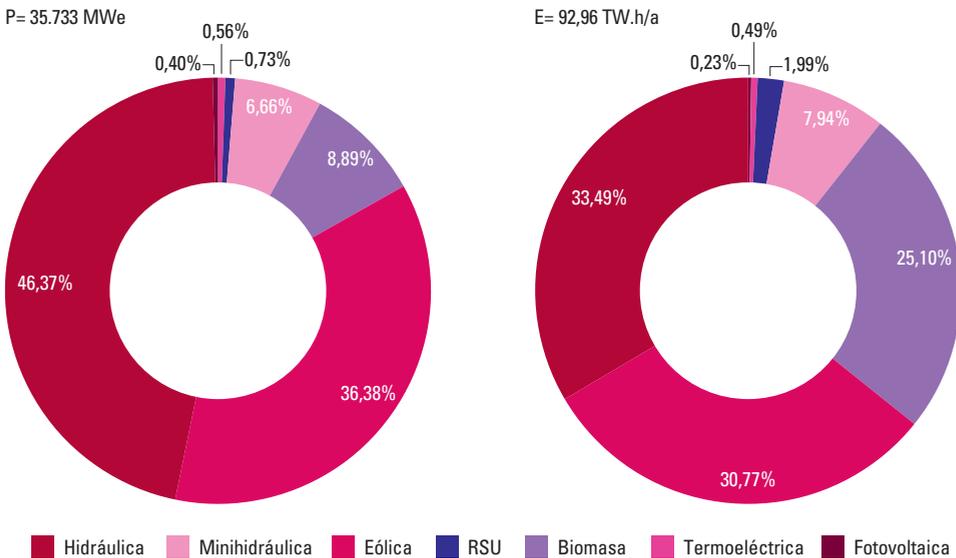


Gráfico 62 Potencias y producción energética planificadas para el 2011 para las distintas tecnologías renovables por (MINECO, 2002). El biogás se ha incluido en biomasa



régimen económico implementados en el RD 436/04 de marzo del 2004, por el que se establece el tratamiento actual del régimen especial. No todas las tecnologías renovables disponen de límites, y algunas de ellas tienen un límite conjunto. En el siguiente gráfico mostramos estos valores. Para valorar la producción energética

Gráfico 63 Factores de capacidad asumidos para las distintas tecnologías de régimen especial en el 2011 por (MINECO, 2002)

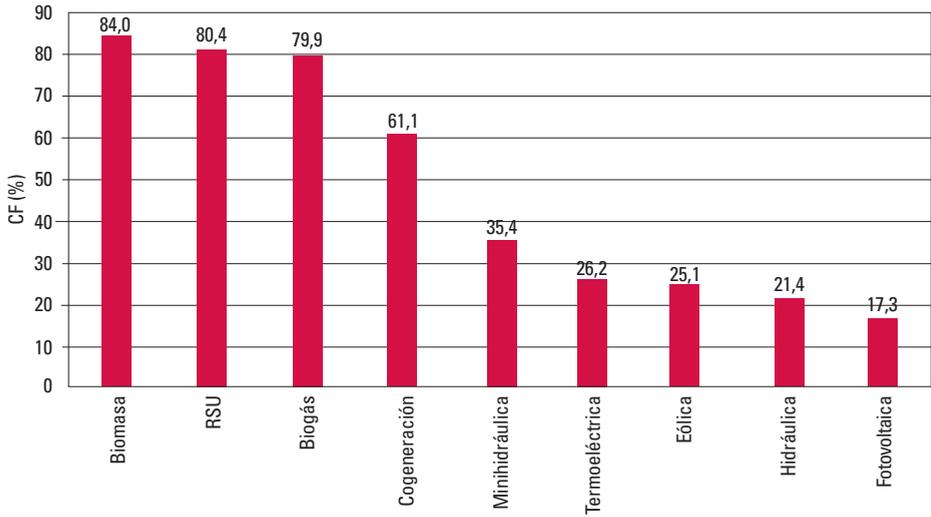
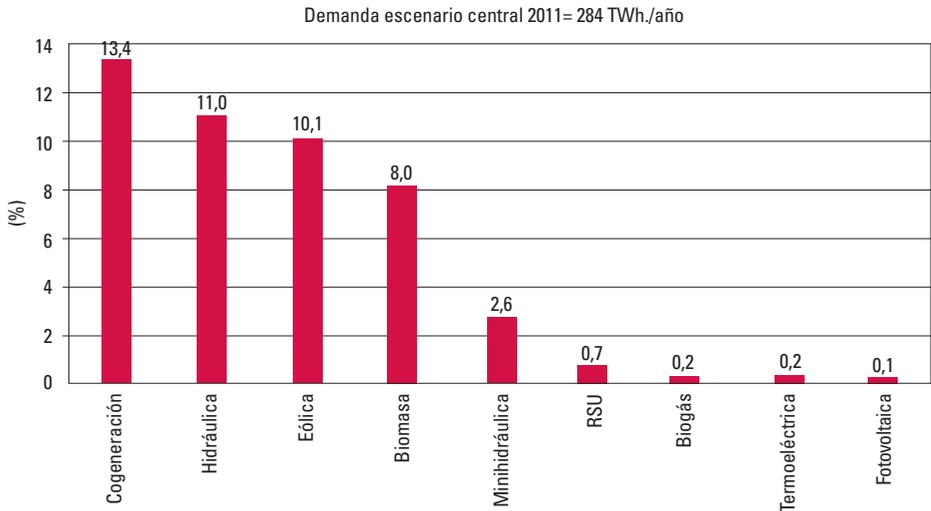


Gráfico 64 Contribución de las distintas tecnologías de régimen especial y de la hidráulica a la demanda energética del escenario central (más probable) para el año 2011 (MINECO, 2002)



80 hemos empleado los factores de capacidad del (MINECO, 2002). Como vemos, al desarrollarse toda esta potencia tendríamos 26.400 MWe con una generación de 100,7 TW.h/a (36,0% de la demanda peninsular para 2050). [Ver Gráfico 65].

2.5.5. Eólica Terrestre

En (BCG, 2003) aparece una evaluación del potencial eólico bruto identificado y disponible para su explotación en España, cifrado en un total de 30 GW y distribuido según las horas equivalentes de operación de los emplazamientos según el Gráfico 66. En esta referencia se apunta hacia el desarrollo de los 13 GW para el año 2011. [Ver Gráfico 66].

La principal referencia de escenarios de crecimiento de la eólica terrestre la constituye el estudio Viento Fuerza-12 (BTM-Consult, 2003), apuntando a nivel mundial a 1.260 GW para el año 2020 (cobertura del 12% de la

demanda eléctrica mundial), y a 3.000 GW para el 2040, con capacidad de satisfacer el 22% del consumo eléctrico mundial.

En (BTM-Consult, 2003) se apunta como referencia del potencial eólico terrestre un estudio realizado por la Universidad de Utrech en 1993, que para España consideraba un potencial eólico técnico de 43 GW (con capacidad de generar 86 TW.h/a). Sin embargo, esta referencia se considera en (BTM-Consult, 2003) como muy conservadora, tanto por estar realizada en 1993 con máquinas eólicas tipo de 250 kW, con una altura de buje de 30 m (aprovechando por tanto un recurso eólico considerablemente inferior al de las máquinas actuales y con más razón a las del 2050), y una tecnología considerablemente inferior a la actual y futura, como por el escaso grado de detalle en el análisis de techos de potencia realizados. En la misma (BTM-

Gráfico 65 Límites impuestos en el RD 436/04 para la validez del régimen económico actual para el régimen especial. Biomasa incluye el biogás. La producción energética está evaluada con los CF de (MINECO, 2002)

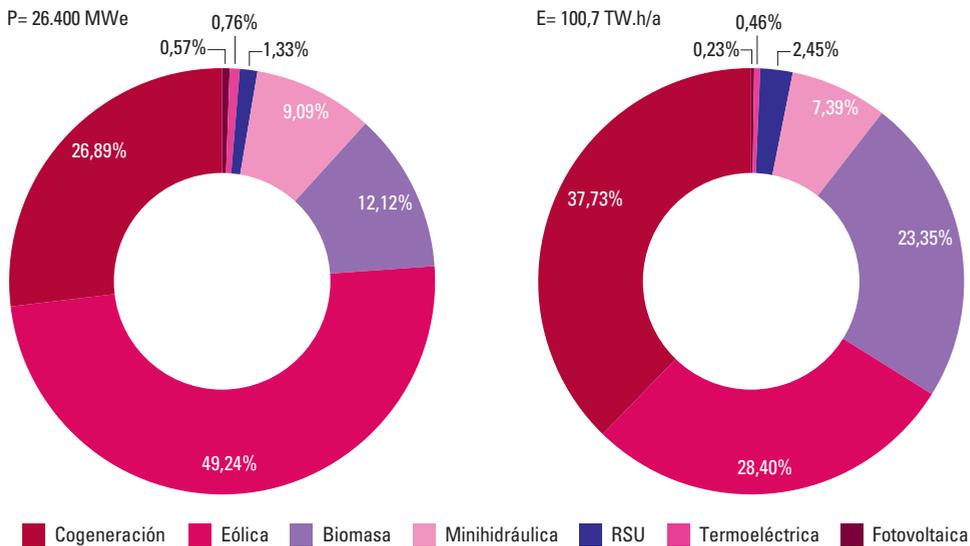
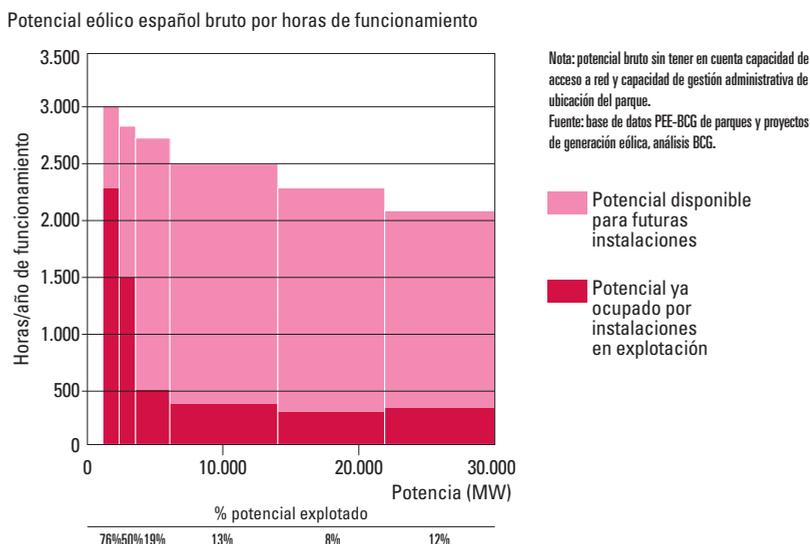


Gráfico 66 Potencial eólico terrestre en España distribuido por las horas equivalentes de operación de los emplazamientos (BCG, 2003)



Consult, 2003) se apunta que para el caso de Alemania, el techo propuesto por el estudio de la Universidad de Utrech (12 GW) se ha visto ampliamente superado por estudios más detallados del Ministerio de Economía Alemán (64 GW).

2.5.6. Eólica marina

En (Greenpeace, 2003) se apunta un potencial eólico marino en España de unos 20 GW.

En el estudio "Sea Wind Europe" de Marzo 2004 realizado por Garrad Hassan para Greenpeace se desarrolla un escenario para el año 2020 en el cual, mediante la instalación de 240 GW eólicos off-shore en la UE-15 se consigue satisfacer el 30% del consumo eléctrico actual en EU-15 y 23% del consumo previsto en 2020.

En este estudio, la previsión de potencia off-shore instalada en España para el 2020 es de

25,52 GW. Esta referencia no proporciona información cuantificada del reparto espacial de esta potencia dentro de la geografía española, a excepción de un mapa donde se indican cuantitativamente posibles emplazamientos para la instalación de esta potencia, si bien se observa repartida entre las Comunidades Autónomas de Galicia, Asturias, Cantabria, Valencia y Andalucía. En el Gráfico 67 mostramos el mapa de (Garrad Hassan, 2004). [Ver Gráfico 67].

Mediante el apoyo de un sistema SIG (Sistema Información Geográfica) hemos desagregado la información del estudio realizado en (Garrad Hassan, 2004) por provincias. En los tres gráficos siguientes mostramos en primer lugar la distribución provincial de la potencia off-shore instalada en el 2020 según esta referencia. Posteriormente, empleando los factores de capacidad de la eólica marina deducidos de (Garrad Hassan, 2004) para el

82 **Gráfico 67** Indicación del potencial y la evolución de la potencia off-shore instalada en España y Portugal según (Garrad Hassan, 2004)



en producción eléctrica considerando sólo esta tecnología. Finalmente, mostramos la producción eléctrica off-shore en valor relativo a la demanda peninsular proyectada para el año 2050. Como podemos ver, la producción de estas instalaciones off-shore en el año 2020 es de 77,835 TW.h/año, que constituye un 27,80% de la demanda peninsular proyectada para el año 2050. Con todo, el desarrollo anticipado para el 2020 por el escenario de la (Garrad Hassan, 2004) constituye sólo un 9,75% del área potencial disponible para esta tecnología. [Ver Gráficos 68, 69 y 70].

Conviene resaltar que en (Garrad Hassan, 2004) la evaluación de la producción eléctrica de este sistema de generación se ha hecho en base a una capa SIG de distribución de velocidades medias de viento (probablemente anuales), y por tanto consiste en la evaluación de la potencia media a partir de la curva de la máquina eólica implementada y una

Gráfico 68 Potencia off-shore peninsular en el año 2020 según el escenario de (Garrad Hassan, 2004). Datos procesados por SIG

Total potencia = 25,52 GW. Potencia off-shore peninsular en 2020 según SWE



Gráfico 69 Porcentaje respecto a la demanda eléctrica provincial (escenario elaborado para el 2050) de la producción eléctrica off-shore en el año 2020 según el escenario de la (Garrad Hassan, 2004). Datos procesados por SIG

Total producción = 77,835 TW.h/año. Porcentaje respecto a demanda provincial en 2050

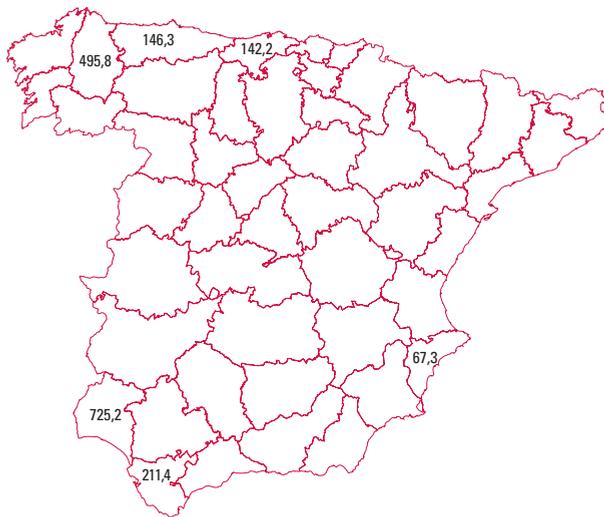
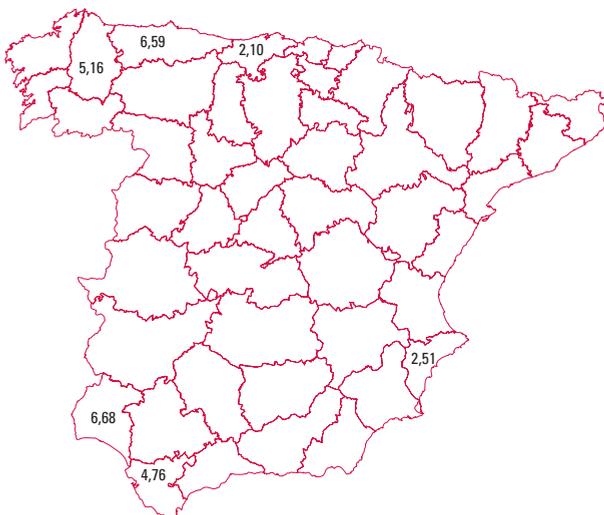


Gráfico 70 Porcentaje respecto a la demanda eléctrica peninsular (escenario elaborado para el 2050) de la producción eléctrica off-shore en el año 2020 según el escenario de (Garrad Hassan, 2004). Datos procesados por SIG

Total demanda peninsular = 280 TW.h/año. Porcentaje respecto a demanda peninsular en 2050



función de distribución de probabilidades de velocidad del viento (probablemente una Weibull pero no se indica información sobre su factor de forma). Sin embargo además de los efectos de la distribución real de vientos existente, existen efectos por interferencia de estelas de las distintas máquinas eólicas que reducen la producción energética respecto al supuesto de máquinas aisladas. Teniendo en cuenta que la densidad de ocupación que se ha empleado (8 MW/km^2) es bastante elevada, los efectos de interferencia serán significativos y reducirán la producción energética respecto a su potencial. En el caso de una baja implementación de la tecnología, las máquinas se pueden distribuir en pocas filas de tal forma que se limiten los efectos de interferencia, pero para alcanzar grandes potenciales de implementación, estos efectos se harán muy importantes como comentaremos posteriormente.

En el apartado de evaluación del techo de potencia y generación de la eólica marina seguiremos procesando la información del estudio presentado en (Garrad Hassan, 2004).

2.5.7. Solar termoeléctrica

En (Greenpeace, ESTIA, 2004) se presenta un escenario de crecimiento de la solar termoeléctrica para alcanzar a nivel mundial $21,54 \text{ GW}$ ($54,6 \text{ TW.h/a}$) en el 2020 y 630 GW (1573 TW.h/a) en el 2040. El escenario se presenta desagregado por regiones, con $2,65 \text{ GW}$ para España en el 2020, que proyectándolos al mismo ritmo que el crecimiento mundial indicado en esta referencia conducirían a $77,36 \text{ GW}$ en el año 2040.

Debemos señalar el gran contraste existente entre la escasez de escenarios de crecimiento de la solar termoeléctrica y su limitado

alcance, con la desmesurada proliferación de escenarios de crecimiento fotovoltaico y su gran optimismo. Esta es una clara indicación de la necesidad de techos de potencia y generación coherentes entre ellos, elaborados en base a unos criterios, hipótesis y métodos de cálculo homogéneos y explícitos para todas las tecnologías.

2.5.8. Solar fotovoltaica

En este estudio vamos a asumir un gran crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada respecto a la condición actual. Más adelante, en el apartado de techos de potencia, vamos a justificar el motivo por el cual tomamos esta opción a pesar de los costes comparativamente más elevados en la actualidad para la tecnología fotovoltaica respecto a otras tecnologías renovables, pero lo que resulta evidente a la vista de las referencias disponibles es la gran actividad de la industria fotovoltaica en los últimos años. Probablemente es sobre esta tecnología sobre la que se han publicado una mayor cantidad de escenarios de crecimiento a lo largo de los últimos años, llegando algunos de ellos hasta el año 2050 objeto de nuestro estudio.

El estado actual de implementación de la tecnología es bastante limitado en relación al papel que esperamos que llegue a jugar en el escenario elaborado. Según (Eurobserv"ER, 2004), la potencia media per cápita actualmente instalada en la UE es de $1,50 \text{ Wp/hab}$, siendo en España de $0,69 \text{ Wp/hab}$, y en Luxemburgo (valor máximo) de $7,82 \text{ Wp/hab}$. Estos valores son muy bajos respecto al escenario que vamos a plantear para el 2050, pero la tasa de crecimiento requerida para alcanzar el escenario está en la línea con la que se anticipa para el sector en las múltiples referencias recientes. Así, por ejemplo, pasar

de los 0,69 Wp/hab en el 2003 para España a valores del orden de 1.000-2.000 Wp/hab en el año 2050 requeriría tasas de crecimiento medias por debajo del 12% anual, inferiores a las tasas de crecimiento actuales en el sector (37%/año), y a las proyectadas por (Eurobserv"ER, 2004) hasta el 2010 (20%/año).

El exponente en el desarrollo fotovoltaico ha sido Japón. En este país (EU, PVTRAC, 2004), en 2003 tenían instalados 0,7 GWp, que corresponden a 5,5 Wp/hab. El escenario para 2010 es alcanzar los 5 GWp (39,3 Wp/hab), mientras que para el 2030 esperan alcanzar los 50-200 GWp (400-1600 Wp/hab), siendo su potencial técnico de 8.000 GWp (63.000 Wp/hab).

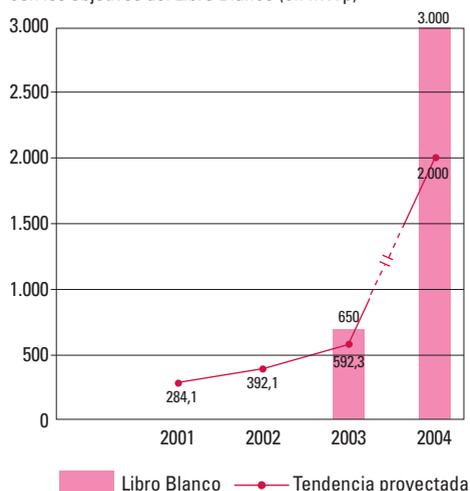
En la UE (Eurobserv"ER, 2004) teníamos en el 2003 una potencia instalada de 0,562 GWp, creciendo a un ritmo anual de 170 MWp/año, mientras que en el mundo se produjeron este año de referencia 764 MWp, lo cual significaba un crecimiento del 36,9% respecto al 2002, y un crecimiento medio anual del 31% /año durante los últimos 10 años. La potencia total en el mundo en el 2003 era de 2 GWp (ASIF, 2003).

El primer escenario de crecimiento al que hay que hacer referencia es el del Libro Blanco de la UE (EU, 1997) que para el 2010 pretende alcanzar en la UE los 3 GWp. En el Gráfico 71 mostramos la comparación entre el escenario del libro blanco y las estimaciones de (Eurobserv"ER, 2004) que proyecta que en la situación actual, para el 2010 sólo se alcanzarían los 2 GWp. Sin embargo, en (EPIA, 2001) no sólo se estima alcanzable el objetivo de los 3 GWp sino que se cree que podría subirse hasta los 4 GWp. En (EC-PVTRAC, 2004) el objetivo para la UE de 3 GWp en 2010 también se considera alcanzable, y para el 2030

proyecta unas potencias instaladas de 200 GWp en la UE y 1.000 GWp en el mundo, generando el 4% del consumo mundial de electricidad, valores muy en línea con los objetivos que se ha trazado Japón para el 2030 (50-200 GWp), que todavía quedan muy alejados del potencial técnico, permitiendo por tanto un mayor crecimiento en las décadas siguientes hacia el 2050. [Ver Gráfico 71].

Gráfico 71 Escenario del libro blanco de la energía con la tendencia de crecimiento proyectada por (Eurobserv"ER, 2004) para la solar fotovoltaica

Comparación de la tendencia de crecimiento proyectada con los objetivos del Libro Blanco (en MWp)



86 En el Gráfico 72 mostramos los escenarios de crecimiento presentados en (EPIA, 2001). De adoptarse en el resto de la UE el planteamiento de apoyo alemán a la industria fotovoltaica, en esta referencia se estima que para el 2010 podría superarse el objetivo de la UE de 3 GWp para situarse entorno a los 5 GWp. [Ver Gráfico 72].

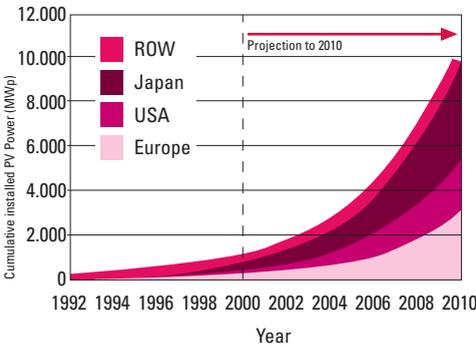
En (EPIA, 2004) se muestra un escenario de crecimiento de la fotovoltaica hasta el 2040. En el Gráfico 73 mostramos la evolución esperada de la generación mundial de electricidad y del predominio creciente de la de origen fotovoltaico según esta referencia, que para mediados de este siglo sería del orden de la generación total de electricidad en la actualidad. [Ver Gráfico 73].

En (EPIA, Greenpeace, 2004) se plantea un escenario en el cual, la electricidad fotovoltaica en el mundo pasaría a ser de 282 TW.h/a en el 2020 (1,1% de la demanda de electricidad mundial), llegando a 7.442 TW.h/a en 2040 (21% demanda de electricidad mundial). En el Gráfico 74 mostramos el escenario trazado por esta referencia hasta el 2020. [Ver Gráfico 74].

En (EPIA, Greenpeace, 2004) se plantea que para el 2020 el 80% de la energía fotovoltaica conectada a red estará instalada en edificios residenciales. Añadiendo la que esté instalada en el resto de edificios (en España los únicos con alguna obligación normativa según el Código Técnico de la Edificación), es relativamente poca la potencia que asume instalada en forma de centrales y huertas solares.

Gráfico 72 Escenarios de crecimiento hasta el 2010 (EPIA, 2001)

World installed PV Power. Official installed targets scenario



World installed PV Power. Enhanced European scenario

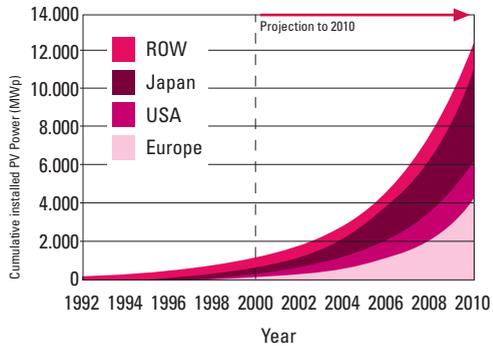


Gráfico 73 Evolución de la producción mundial de electricidad total y de la de origen fotovoltaico hasta el 2040 (EPIA, 2004)

Producción mundial de electricidad desde 2000 hasta 2040 Fuente: Solar Generation and IEA-PVPS

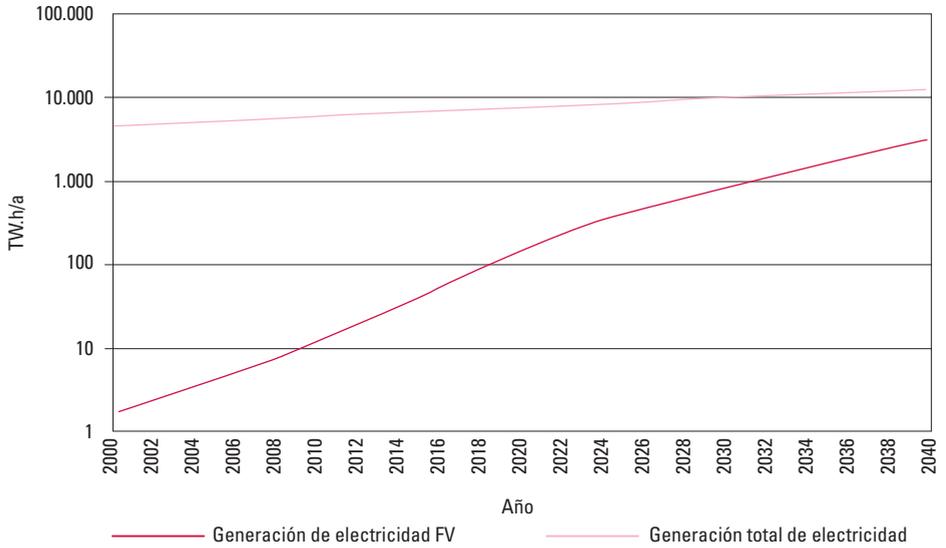
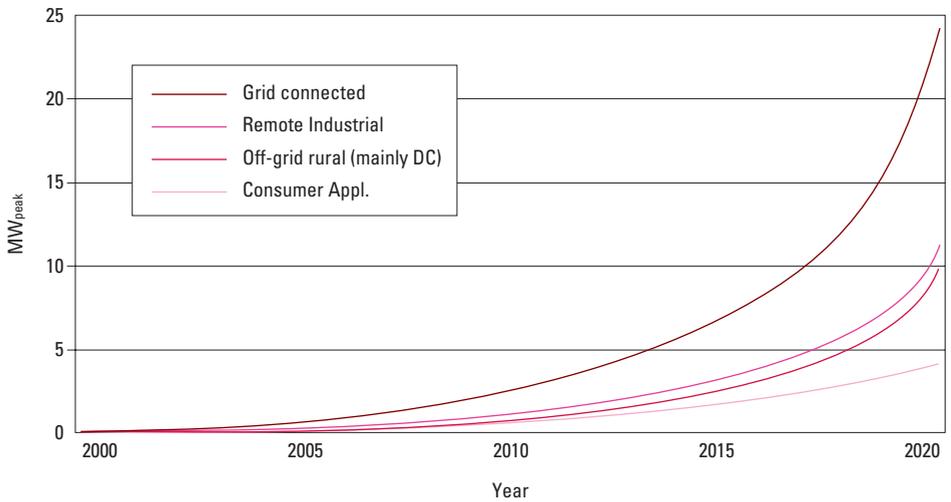


Gráfico 74 Escenario de crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada hasta el 2020 (EPIA, Greenpeace, 2004)

Growth in world solar market by application



2.5.9. Geotérmica

El potencial de generación eléctrica en Europa con energía geotérmica, estimado por la International Geothermal Association, es de 3.700 TW.h/año, mientras que en el mundo se cifra en 22.400 TW.h/año.

En Europa, sólo dos países, Italia y Portugal, tienen un potencial apreciable de recurso geotérmico de elevada entalpía en acuíferos confinados (el mayoritariamente explotado hasta la actualidad para generación de electricidad). Otros países considerados con un potencial geotérmico significativo dentro de la UE son Francia, Austria y Alemania. El objetivo del Libro Blanco de la UE para el 2010 es de tener instalado 1 GWe, que con la tendencia actual podría llegar a ser 1,2 GWe (en el 2003 ya había 0,82 GWe instalados). A nivel mundial, para el 2010 se barajan escenarios del orden de 32,25 GWe.

No existe ninguna previsión de instalar generación eléctrica geotérmica en nuestro país (la tecnología no está contemplada en el PFER). Sin embargo, la explotación de recursos geotérmicos de menor nivel térmico e independientes de la presencia de acuífero alguno (Hot Dry Rock) abre la posibilidad de explotación de este recurso también en nuestro país. La tecnología geotérmica tiene ventajas importantes (elevado factor de capacidad y costes de generación bajos comparado con otras renovables) que a nuestro entender hacen recomendable incorporarla en la planificación energética, motivo por el cual la vamos a incluir en este estudio, procediendo más adelante a la valoración de su techo de potencia y generación.